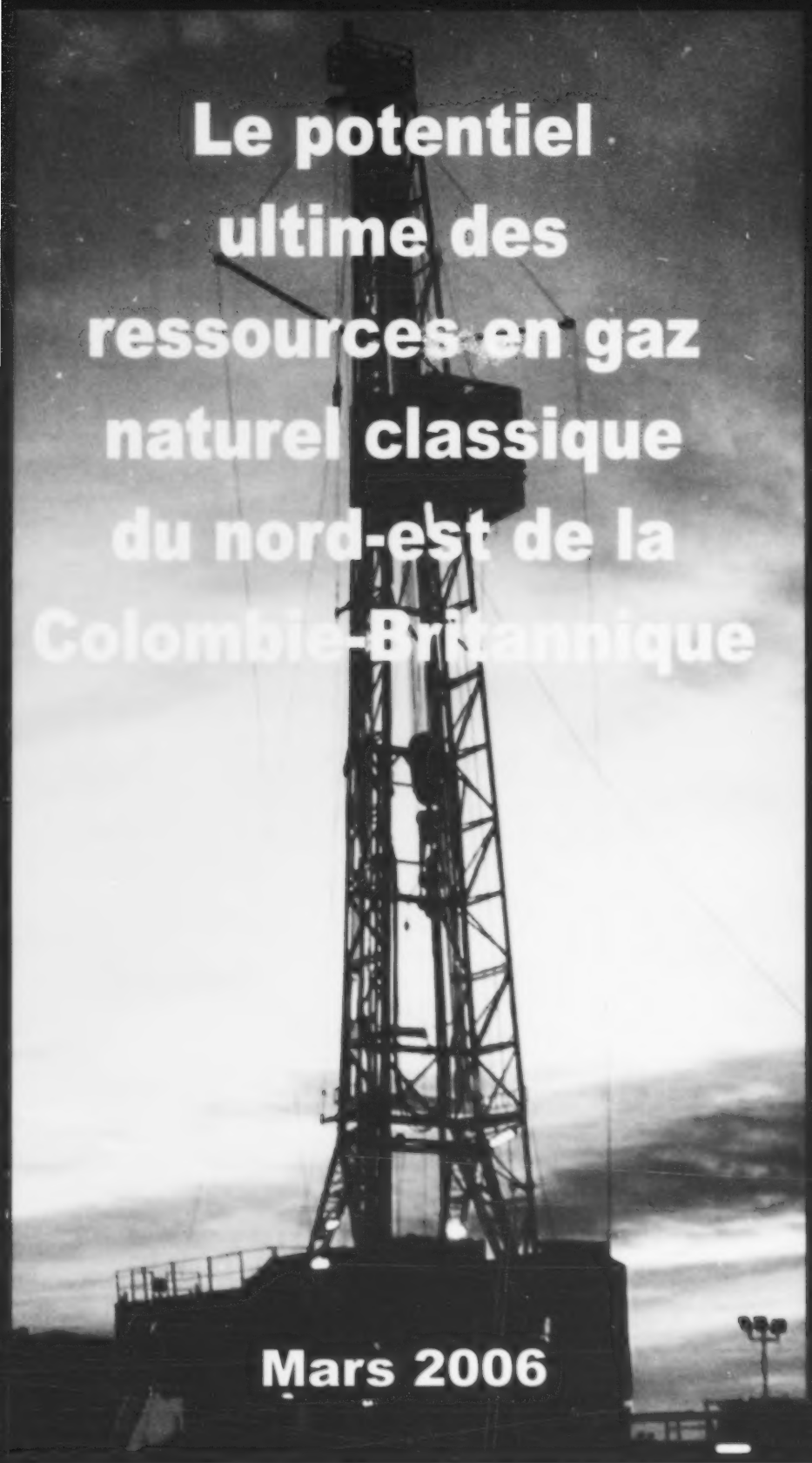
Rapport 2006-A

Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Office national de l'énergie

B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources



Mars 2006

Canada

BRITISH COLUMBIA
www.gov.bc.ca

Office national de l'énergie

National Energy Board

B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources

Office national de l'énergie

Le potentiel ultime des ressources en **gaz naturel** classique du nord-est de la Colombie-Britannique

RAPPORT 2006-A • Mars 2006

Rapport du MEMRP et de l'ONÉ : Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Mars 2006

N° de cat. NE23-134/2006F
ISBN 0-662-71155-6

Publié par

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique
C.P. 9323, succ. Prov. Govt.
1810, rue Blanshard
Victoria (Colombie-Britannique) V8W 9N3
Site Web : www.em.gov.bc.ca/oilandgas

et par

Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O., rez-de-chaussée
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576 ou 1 877 288-8803
Téléphone : (403) 299-3562 ou 1 800 899-1265
Site Web : www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles, des abréviations et des unités iv

Remerciements v

Avant-propos vi

Résumé viii

Chapitre 1 : Introduction 1
- 1.1 Portée 1
- 1.2 Terminologie 2
- 1.3 Unités de mesure 3
- 1.4 Date des données 4
- 1.5 Mises à jour de l'étude 4
- 1.6 Utilisation des données de la présente étude 4
- 1.7 Atlas des zones 4
- 1.8 Questions et commentaires des lecteurs 5

Chapitre 2 : Méthodologie et résultats 6
- 2.1 Méthodologie 6
- 2.2 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs 7
- 2.3 Renseignements disponibles 7
- 2.4 Résultats 7
  - 2.4.1 Résultats du gaz en place 9
  - 2.4.2 Résultats du gaz commercialisable 9
- 2.5 Comparaison avec des études précédentes 9
- 2.6 Ressources à l'échelle canadienne 14

Chapitre 3 : Observations 17
- 3.1 Généralités 17
- 3.2 Échelle régionale 18
- 3.3 Gaz acide 20
- 3.4 Piémonts 20
- 3.5 Restrictions d'accès 21

Chapitre 4 : Conclusions 22

Références 23

Annexes

Annexe 1 : Gaz non classique, sud-est de la Colombie-Britannique, bassins intérieurs et bassins extracôtiers **25**

A.1.1 Gaz de houille (GH) 25
A1.2 Gaz de réservoir étanche 27
A1.3 Gaz de schiste 27
A1.4 Hydrates de gaz 28
A1.5 Sud-est de la Colombie-Britannique 28
A1.5.1 Évaluation des ressources 28
A1.6 Bassins intérieurs 29
A1.6.1 Cadre géologique 29
A1.6.2 Évaluation des ressources 31
A1.7 Bassins extracôtiers 31
A1.7.1 Cadre géologique 31
A1.7.2 Bassins de Reine-Charlotte et d'Hécate 32
A1.7.3 Bassin de Georgia 32
A1.7.4 Bassins de Tofino et de Winona 32

Annexe 2 : Méthodologies employées pour le nord-est de la Colombie-Britannique **33**

Annexe 3 : Cartes de répartition des ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique **37**

FIGURES

1.1	Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique	3
2.1	Nombre annuel de puits en Colombie-Britannique	8
2.2	Redressement des estimations pour le potentiel ultime de gaz commercialisable classique en Colombie-Britannique	14
3.1	Régions géographiques du nord-est de la Colombie-Britannique	19
A1.1	Carte des bassins à potentiel de gaz de houille en Colombie-Britannique	26
A1.2	Carte des bassins intérieurs et extracôtiers de la Colombie-Britannique	30
A3.1	Ressources en gaz naturel classique découvertes	37
A3.2	Ressources en gaz naturel classique non découvertes	38
A3.3	Potentiel ultime de gaz naturel classique	39
A3.4	Potentiel ultime restant de gaz naturel classique	40

TABLEAUX

2.1	Potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique	8
2.2	Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes	8
2.3	Valeurs faibles, médianes et élevées du GEP par formation et par zone	10
2.4	Estimations du gaz commercialisable par formation et par zone	12
2.5	Comparaison des estimations pour le potentiel ultime de gaz naturel classique en Colombie-Britannique	14
2.6A	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel commercialisable classique au Canada (Gm^3)	15
2.6B	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel commercialisable classique au Canada (Tpi^3)	16
3.1	Répartition géographique des ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique	18
A1.1	Estimations du gaz en place d'origine non classique en Colombie-Britannique	25
A1.2	Estimations du pétrole et du gaz en place pour les bassins intérieurs et le sud-est de la Colombie-Britannique	29
A1.3	Estimations du pétrole et du gaz en place pour les bassins extracôtiers de la Colombie-Britannique	32
A2.1	Méthodologie employée pour évaluer les zones géologiques dans le cadre de l'évaluation du gaz classique du nord-est de la Colombie-Britannique	33

Sigles et abréviations

3D	tridimensionnel
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPG	Comité canadien du potentiel gazier
CGC	Commission géologique du Canada
É.-U.	États-Unis d'Amérique
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
GEP	gaz en place
GH	gaz de houille
GNC	gaz naturel de charbon
lb/po^2 (abs.)	pression absolue en livres par pouce carré
LGN	liquides de gaz naturel
MEMRP	ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (C.-B.)
OGC	Oil and Gas Commission (C.-B.)
ONÉ, Office	Office national de l'énergie
organismes (les)	l'ONÉ et le MEMRP

Unités

Gpi^3	milliard de pieds cubes
Tpi^3	billion de pieds cubes
Mm^3	million de mètres cubes
Gm^3	milliard de mètres cubes
°C	degré Celsius
°F	degré Fahrenheit
pi^3/m^3	pieds cubes par mètre cube
kPa	kilopascal
m	mètre

REMERCIEMENTS

La compilation de ce rapport a été réalisée grâce à un effort de collaboration entre plusieurs organismes. La participation de Brad Hayes, de Petrel Robertson, qui a mis à profit ses connaissances solides en géologie du nord-est de la Colombie-Britannique, a été la clé de l'élaboration de l'Atlas des zones.

Les personnes suivantes ont grandement contribué au projet :

Office national de l'énergie

- Jim Davidson, Bobbi Feduniak, Orlando Huang, Brent Hogue et Bill Bingham

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières

- Mark Hayes, Warren Walsh, Fil Ferri, Adrian Hickin, Dave Richardson, Mike Fournier, Chris Adams, Ben Kerr et Cassandra Lee

Oil and Gas Commission

- Jeff Johnson, Doug Mclean, June Barker, Dan Walker et Glynis Farr

AVANT-PROPOS

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (MEMRP) de la Colombie-Britannique, l'intendant des ressources pétrolières et gazières de propriété provinciale, a le mandat de protéger l'intérêt public dans la mise en valeur du pétrole et du gaz et d'assurer la maximisation des avantages découlant de l'exploitation des ressources pour tous les Britanno-Colombiens. Le MEMRP facilite également l'investissement dans l'industrie pétrolière et gazière ainsi que la mise en valeur responsable des ressources énergétiques et minérales de la Colombie-Britannique. La vision du ministère est de faire en sorte que les secteurs énergétique et minier soient prospères, compétitifs, sécuritaires et soucieux de l'environnement, et profitent grandement à tous les Britanno-Colombiens.

La Division pétrole et gaz élabore et met en œuvre des politiques et des programmes visant à maximiser les bénéfices découlant des ressources pétrolières et gazières de la Colombie-Britannique, y compris notamment l'augmentation des revenus provinciaux et des possibilités d'affaires du secteur privé par le truchement de programmes novateurs d'infrastructure pétrolière et gazière et de redevances, la promotion du potentiel géologique et l'amélioration du climat économique concurrentiel pour les entreprises de services pétroliers et gaziers de la Colombie-Britannique.

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant chargé de réglementer divers aspects du secteur de l'énergie au Canada. L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir la sûreté, la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. L'Office a notamment pour fonction de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux, en plus des droits et des tarifs pipeliniers. Il a également pour rôle clé de réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et certaines lignes interprovinciales désignées. Il réglemente enfin l'exportation et l'importation de gaz naturel, l'exportation de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, ainsi que certaines activités d'exploration pétrolière et gazière dans les régions pionnières, en particulier dans le Nord et certaines régions au large des côtes.

L'Office recueille et analyse des données sur les marchés de l'énergie au Canada dans le cadre de ses processus de réglementation et de surveillance des marchés. Dans ce contexte, il produit des publications, des rapports statistiques et des allocutions portant sur divers aspects du marché canadien de l'énergie. Les rapports de la série Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) publiés par l'Office fournissent une analyse des principaux produits énergétiques. Par ces ÉMÉ, les Canadiens sont tenus informés des perspectives de l'offre d'énergie afin d'être sensibilisés aux facteurs sur lesquels reposent les décisions liées à l'énergie. Les décideurs sont eux aussi informés des questions réglementaires et des enjeux auxquels il faut porter attention sur le plan énergétique. À cet égard, l'Office a reçu les commentaires d'un large éventail d'acteurs sur le marché canadien selon lesquels il a un rôle important à jouer et est en mesure de fournir des informations impartiales et objectives aux décideurs fédéraux et provinciaux.

Intitulée *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*, la présente ÉMÉ fait partie d'une série de rapports qui offrent des renseignements sur les réserves totales de gaz naturel des bassins sédimentaires du Canada. Cette série comprend l'Évaluation du marché de l'énergie intitulée *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation* publiée en 2004 par l'ONÉ et le rapport de 2005 sur l'Alberta, *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta*, une collaboration de l'Office national de l'énergie et du Energy and Utilities Board de l'Alberta. Cette ÉMÉ offre des renseignements sur les ressources restantes en gaz naturel classique non découvert dans la portion du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien située en Colombie-Britannique et procède à une analyse qualitative du potentiel gazier qui peut se trouver dans d'autres régions de la province. Elle offre également des renseignements sur les possibilités de quantités supplémentaires de gaz non classsique qui pourraient se cacher dans la province.

Avant de rédiger ce rapport, le MEMRP et l'ONÉ ont dirigé une série d'entrevues informelles avec les responsables de certaines entreprises faisant l'exploration gazière et pétrolière en Colombie-Britannique, particulièrement l'exploration de ressources présentes dans des zones géologiques de première importance. Le MEMRP et l'ONÉ apprécient l'information et les commentaires qui leur ont été communiqués et ils tiennent à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Résumé

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières (MEMRP) de la Colombie-Britannique (C.-B.) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) (les organismes) estiment l'offre et la demande d'énergie, respectivement à l'échelle provinciale et à l'échelle nationale. Le potentiel ultime de gaz naturel classique constitue un élément de premier plan lorsqu'il faut tenter de prévoir l'approvisionnement futur. La dernière étude détaillée de l'ONÉ sur le potentiel ultime de gaz de la C.-B. a été terminée en 1994, s'appuyant sur les données de la fin de l'exercice 1992. L'ONÉ a également publié une mise à jour du rapport en 2000, fondée sur les données qui remontaient à la fin de 1997. L'étude actuelle s'inspire des données de la fin de l'année de 2003. Entre 1992 et 2003, le nombre cumulatif des puits forés en C.-B. a presque doublé, passant de 7 582 à 14 568. En 2003, le MEMRP et l'ONÉ ont conclu, chacun de leur côté, qu'en raison d'activités de forage accrues et de plusieurs grands gisements de zones dont on ignorait la présence jusqu'ici, une nouvelle estimation de la portion du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien située en C.-B. était requise. Les activités de forage accrues s'expliquent en partie par les initiatives prises par le gouvernement provincial pour faciliter la mise en valeur du pétrole et du gaz, y compris le développement de l'infrastructure, des programmes de redevances ciblés, l'allégement de la réglementation et le développement d'un secteur axé de services en C.-B. Pour parvenir à une réglementation plus efficiente et conformément au protocole de coopération énoncé dans la Common Reserves Database Agreement (entente relative à une base de données communes sur les réserves), entente conclue entre le MEMRP et l'ONÉ, les deux organismes ont convenu de collaborer à une étude conjointe. De plus, le MEMRP a entrepris l'élaboration d'un Atlas des zones qui décrit, plus en détail, la géologie des zones dont il est question dans le présent rapport.

Ce rapport, *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*, présente les résultats de l'étude conjointe. On a estimé à 1 462 Gm^3 (51,9 Tpi^3) le potentiel ultime pour le gaz naturel classique commercialisable du nord-est de la C.-B. (valeurs médianes) et cette estimation servira désormais aux deux organismes.

Les nouveaux calculs estimatifs sont de 2 % supérieurs aux dernières estimations de l'ONÉ pour les ressources en gaz naturel classique du nord-est de la C.-B. Les nouvelles estimations montrent des augmentations importantes dans certaines catégories de ressources et zones et des déclins dans d'autres. Cet accroissement du potentiel ultime découle principalement d'une compréhension plus grande en raison du nombre élevé de nouveaux puits forés qui permettent une meilleure évaluation de la géologie de la province.

Les organismes reconnaissent également que les ressources non classiques peuvent devenir un composant important des estimations futures du potentiel ultime de la province. D'autres bassins sédimentaires de la province ont un potentiel pour les approvisionnements en gaz classique et non classique. Dans la plupart des cas, aucune quantité commercialisable de gaz n'a été affectée aux entités individuelles dans ces régions, mais l'ONÉ a publié collectivement des quantités commercialisables pour les bassins extracôtiers et les bassins intérieurs.

La production cumulative de gaz à la fin de 2003 était de 484,0 Gm^3 (17,2 Tpi^3), par conséquent, le gaz restant disponible pour la demande future est de 978,0 Gm^3 (34,7 Tpi^3). La production annuelle de la C.-B. est maintenant d'environ 26,8 Gm^3 (950 Gpi^3). Le potentiel ultime restant représente la quantité de gaz qui pourrait être disponible en vue de répondre aux demandes intérieures et d'exportation canadiennes futures. D'autres quantités provenant des ressources non classiques et des ressources classiques des autres bassins en C.-B. devraient être disponibles. La mise en valeur de ces ressources supplémentaires pourrait suppléer à l'offre à long terme émanant du nord-est de la C.-B. L'extraction de ces ressources contribuera à la vigueur de l'industrie pétrolière et gazière en C.-B. pendant encore de nombreuses années.

INTRODUCTION

Le Canada joue un rôle important sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord. À l'heure actuelle, il assure environ le quart de toute la production gazière nord-américaine. Le Canada ne pourra demeurer un fournisseur de premier plan que si l'ampleur et la qualité des ressources de gaz naturel le justifient. La C.-B. est un important fournisseur de gaz, car il compte pour presque 15 % de la production totale canadienne en 2003, devancée seulement par l'Alberta. La production annuelle de la C.-B. est maintenant d'environ 26,8 Gm^3 (950 Gpi^3). Toute la production de gaz provient actuellement du nord-est de la C.-B., et c'est la raison pour laquelle le centre d'intérêt de cette étude est axé sur ce secteur.

Le potentiel ultime de gaz naturel constitue un élément de premier plan lorsqu'il faut tenter de prévoir l'approvisionnement futur. Il offre des renseignements de base à partir desquels des examens subséquents du rythme de développement, de la productibilité et des facteurs économiques peuvent être exécutés. Avec l'essor des progrès technologiques et du forage, de nouveaux renseignements sur les ressources d'un bassin sont mis en avant-plan, ce qui contribue conséquemment à améliorer la certitude. Les activités de forage accrues en C.-B. et la découverte de plusieurs grands gisements dans des zones dont on ne connaissait pas la présence jusqu'ici, ont justifié le besoin d'une nouvelle évaluation du potentiel ultime de la C.-B.

1.1 Portée

Ce rapport traite que du gaz naturel classique, c'est-à-dire celui provenant de dépôts clastiques ou de réservoirs carbonatés, d'où il peut être extrait de manière rentable à l'aide de la technologie actuelle. La plupart des ressources classiques se trouvent dans le nord-est de la province, région qui fait partie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Cependant, on retrouve également des ressources classiques dans d'autres régions de la C.-B. On croit que les bassins sédimentaires extracôtiers et intérieurs de la C.-B. contiennent des ressources classiques. Parce qu'elles se trouvent à une étape de mise en valeur tout à fait préliminaire, ces ressources classiques supplémentaires ne sont traitées que qualitativement dans l'annexe 1 de ce rapport. Le gaz non classique (le gaz se trouvant dans des endroits non conventionnels ou demandant des techniques d'extraction inhabituelles[1]) suscite de plus en plus d'intérêt (voir l'annexe 1 pour obtenir la description du gaz non classique). Le gaz non classique en C.-B. est actuellement à un stade de développement préliminaire, ainsi les données disponibles sont trop limitées pour évaluer son potentiel ultime.

Aux fins de ce rapport, le gaz provenant de gisements à faible perméabilité dans certaines zones pétrolières du nord-est de la C.-B., qui pourrait être considéré comme du gaz de réservoir étanche non classique selon certaines définitions, mais qui est maintenant produit, entre dans la catégorie du gaz classique.

1 Gaz de houille (ou gaz naturel de charbon), gaz de réservoir étanche, gaz de schiste et hydrates de gaz

Le rapport ne traite pas expressément des facteurs économiques associés à la découverte, à la mise en valeur et à la production des ressources gazières en C.-B. Il ne traite pas non plus du taux de découverte ou de la capacité de production pour le gaz naturel. Le rapport et les données qui y sont associées visent à servir de fondement à d'éventuelles analyses économiques ou projections de l'offre par le MEMRP, l'ONÉ et d'autres parties.

Grâce à un supplément d'information en raison d'un plus grand nombre d'activités de forage, cette étude peut fournir des données ventilées selon les zones géologiques en plus amples détails que les autres études de l'ONÉ. Cela permet également d'être plus rigoureux dans l'analyse et offre de meilleurs résultats par rapport aux études antérieures. De plus, l'évaluation conjointe effectuée dans cette étude profite de la connaissance des lieux du MEMRP et des géologues de la Oil and Gas Commission (OGC).

Cette étude ne tient compte que des ressources présentes dans des zones géologiques connues, y compris les zones où il n'y a aucune découverte actuelle en C.-B., mais où des découvertes ont été effectuées en Alberta. Il est connu que la géologie traverse les frontières provinciales et les organismes s'attendent à ce que des découvertes soient faites du côté de la C.-B. dans un avenir très rapproché. Les organismes continueront de surveiller l'évolution de l'ampleur des ressources de gaz naturel disponibles en C.-B.

Cette étude comprend également des zones théoriques, qui sont des zones géologiques présumées mais pour lesquelles la présence de réserves n'a pu être prouvée par le forage de puits de pétrole ou de gaz pouvant être exploités. L'une de ces zones théoriques est celle de la formation de Scatter du Crétacé dans le nord-est de la C.-B., où la présence de sable est connue en raison des travaux de forage qui sont déjà terminés. Par contre, la présence d'hydrocarbures doit y être établie. Aux fins de ce rapport, l'équipe de projet a répertorié des zones théoriques qui, croit-elle, pourraient être présentes en C.-B. Cependant, elle n'a pas établi de quantité de ressources gazières non découvertes pour ces zones. Ces données seront disponibles dans des rapports futurs, lorsqu'il pourra être déterminé que ces zones contiennent des hydrocarbures.

Une partie de ces ressources pourrait ne pas être accessible de la surface en raison des caractéristiques physiques imposées par les grands lacs ou la topographie extrême, ou parce qu'on y trouve des villes ou des parcs. Dans le nord-est de la C.-B., la plupart des zones d'accès réservé sont accessibles par forage dirigé. Dans certains cas toutefois, l'accès à ces sites de forage dirigé ou vertical pourrait être limité par des restrictions concernant la construction des voies d'accès nécessaires ou encore, par des exigences relatives à l'obtention de permis ou aux mesures d'atténuation des impacts, qui peuvent se révéler trop coûteuses. Puisque ces décisions sont propres à chaque site, il n'a pas été jugé bon de modifier le potentiel ultime en fonction des restrictions d'accès pour ce qui concerne les régions des plaines du nord-est de la C.-B. En ce qui a trait aux piémonts, des consultations ont été menées auprès de l'industrie afin d'aider à évaluer l'étendue des ressources non accessibles.

1.2 Terminologie

Aux fins du présent rapport, l'expression *potentiel ultime* se rapporte à l'estimation du volume des réserves de gaz commercialisable dont l'existence aura été prouvée, dans un bassin géologique ou une zone précise, une fois l'exploration terminée, en tenant compte des perspectives géologiques de la région, des progrès technologiques anticipés et de la conjoncture envisagée. Ce potentiel ultime peut s'exprimer comme suit :

Potentiel ultime = ressources découvertes + ressources non découvertes

FIGURE 1.1

Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique

<table>
<tr><th colspan="3">Expressions</th><th>Degré d'incertitude</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Potentiel ultime</td><td rowspan="2">Gaz découvert</td><td>Production cumulative</td><td>aucun</td></tr>
<tr><td>Réserves</td><td>moyen</td></tr>
<tr><td>Gaz non découvert</td><td>Futur</td><td>élevé</td></tr>
</table>

Les *ressources découvertes* ont été confirmées grâce aux puits forés tandis qu'on s'attend que les *ressources non découvertes* seront découvertes à l'occasion de travaux de forage ultérieurs. La figure 1.1 illustre la terminologie employée quand on traite du potentiel ultime dans le présent rapport. Les ressources découvertes sont formées des volumes de gaz déjà produits (production cumulative) et des réserves connues qui seront éventuellement produites.

Étant donné que les estimations du potentiel ultime tiennent compte d'un volume de gaz qui reste à découvrir, il est clair qu'elles ne sont pas exemptes d'incertitudes. Ces incertitudes sont plus ou moins grandes selon chacune des composantes des estimations. Elles sont plus grandes pour les ressources non découvertes étant donné qu'on ne sait rien de précis à leur sujet. Le degré d'incertitude associé aux ressources découvertes est minimal, tandis qu'il est inexistant pour les volumes déjà produits.

Voici d'autres termes qui sont utilisés dans la description de ressources découvertes ou dans le calcul des estimations pour les ressources non découvertes et le potentiel ultime. Le *gaz en place* est le volume de gaz présent dans le réservoir, le *gaz récupérable* est le volume initialement évalué qui peut être produit et le *gaz commercialisable* est le volume restant après traitement. Le présent rapport se concentre sur les volumes de gaz en place (GEP) des gisements découverts énoncés dans le rapport sur les réserves annuelles de l'OGC[2] pour estimer le GEP non découvert. Le GEP non découvert est réduit à des volumes de gaz commercialisable par l'application des facteurs de récupération actuels puis des facteurs de perte en surface à partir des paramètres appliqués aux gisements existants figurant également dans le rapport sur les réserves annuelles. En outre, des données sur le gaz produit et sur le volume estimatif qui reste à produire sont proposées. Le *gaz restant* (le potentiel ultime moins la production cumulative) représente le volume qui servira à répondre aux demandes futures du marché.

1.3 Unités de mesure

Les données présentées ici le sont sous forme métrique et sont suivies, au besoin, de leur équivalent dans le système impérial, entre parenthèses.

Le MEMRP et l'ONÉ présentent tous deux les volumes de gaz naturel à l'aide d'unités de mesure métriques, après normalisation à 101,325 kilopascals (kPa) et à 15 degrés Celsius (°C). Pour le système

2 *Hydrocarbon And By-Product Reserves in British Columbia*, 2003

impérial, le MEMRP normalise à 14,65 livres de pression absolue par pouce carré (lb/po^2 [abs.]) et à 60 degrés Fahrenheit (°F), tandis que l'ONÉ le fait à 14,73 lb/po^2 (abs.) et à 60 °F. Dans le cadre du présent rapport, un facteur de conversion de 35,49373 pieds cubes par mètre cube (pi^3/m^3) a été employé, ce qui équivaut aux conditions normalisées qui sont privilégiées par le MEMRP. Les lecteurs qui souhaitent tenir compte des conditions normalisées exactes de l'ONÉ auront recours à un facteur de conversion de 35,30096 pi^3/m^3.

Tous les volumes de gaz dans ce rapport sont « tels quels », sans rajustement pour le pouvoir calorifique.

1.4 Date des données

Cette étude a pris naissance au milieu de 2004 et s'est poursuivie jusqu'en 2006. Des analyses et des mises à jour à partir des bases de données existantes ont été effectuées pendant toute cette période et de nouvelles bases propres à l'étude du potentiel ultime ont été produites. Toutes les données relatives aux réserves ont été actualisées le 31 décembre 2003 et c'est sur celles-ci qu'ont été fondées les estimations définitives du potentiel ultime.

1.5 Mises à jour de l'étude

Même si l'étude tient compte des travaux de forage effectués jusqu'à la fin de 2003, la poussée record enregistrée à cet égard et l'attention croissante portée à l'exploration et à la mise en valeur de nouvelles zones, notamment Jean Marie et Cadomin, exigent un suivi constant des travaux de forage et d'exploration menés dans la province. Les organismes ont l'intention de garder à jour tous les systèmes informatiques, bases de données et procédés élaborés pour le présent rapport et de continuer d'étoffer les données pertinentes. Les nouvelles estimations pourront ensuite être reproduites dans les documents annuels de l'OGC intitulés *Hydrocarbon And By-Product Reserves in British Columbia* ou dans diverses publications de l'ONÉ.

1.6 Utilisation des données de la présente étude

Les organismes prévoient continuer d'utiliser les données et les systèmes produits dans le cadre de cette étude, notamment pour l'analyse régionale des ressources près des pipelines, des usines à gaz et des zones à plus forte densité de population. L'ajout de données d'analyse pour le gaz permettra d'établir les volumes de gaz acide auxquels il sera possible de s'attendre à l'occasion de travaux de forage futurs ainsi que l'emplacement de ce gaz, notamment autour des zones à plus forte densité de population.

1.7 Atlas des zones

Le MEMRP a entrepris l'élaboration d'un Atlas des zones qui décrit plus en détail la géologie des zones géologiques individuelles. L'Atlas des zones comprendra également des cartes pour chaque formation qui montrent la distribution aérale des zones. Ce document sera publié par le MEMRP au plus tard à la fin d'avril 2006. Il se veut un document d'accompagnement du présent rapport et sera également disponible à partir du site Web du MEMRP.

1.8 Questions et commentaires des lecteurs

Les lecteurs sont invités à communiquer avec le MEMRP ou l'ONÉ s'ils ont des questions ou des commentaires à formuler au sujet du rapport ou encore sur les données connexes présentées sur les sites Web des deux organismes. Ils sont priés de communiquer avec :

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique
Division pétrole et gaz
C.P. 9326, succ. Prov. Govt.
Victoria (Colombie-Britannique) V8W 9N3
Site Web : www.em.gov.bc.ca/oilandgas

ou

Office national de l'énergie
À l'attention de : Jennifer Lester
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 299-3170
Courriel : jlester@neb-one.gc.ca

MÉTHODOLOGIE ET RÉSULTATS

2.1 Méthodologie

L'estimation du potentiel ultime de gaz naturel dans le nord-est de la C.-B. a été déterminée :

- en étudiant des données, des analyses statistiques, des cartes et d'autres renseignements pertinents;
- en utilisant la méthode @Risk, décrite dans l'Évaluation du marché de l'énergie intitulée *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation* publiée en 2004 par l'ONÉ;
- en utilisant les techniques graphiques présentées dans le rapport conjoint du Energy and Utilities Board de l'Alberta et de l'ONÉ intitulé *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta*, lorsque des données suffisantes étaient disponibles[3];
- en faisant appel à l'expertise de l'équipe du projet;
- en consultant l'industrie.

La méthode @Risk utilise les renseignements obtenus des réserves découvertes et des étendues forées pour établir des distributions statistiques dans le logiciel. Ces distributions sont ensuite appliquées aux étendues où aucun forage n'a été entamé pour déterminer une distribution des volumes de ressources non découvertes selon différentes valeurs de probabilité. L'équipe du projet utilise les valeurs P90, moyenne et P10 pour ses valeurs faibles, médianes et élevées. Le logiciel analyse les ressources découvertes en fonction du GEP et détermine les ressources non découvertes en fonction du GEP.

Les techniques graphiques ont été comparées aux résultats du modèle @Risk. Toutefois, parce que la dimension du BSOC sous la C.-B. est plus que faible et que moins de puits sont forés comparativement à l'Alberta, une plus grande proportion des zones analysées n'ont pas donné suffisamment de renseignements pour utiliser les techniques graphiques.

Dans le cas des zones qui ne présentaient pas suffisamment de données pour utiliser l'outil @Risk ou les techniques graphiques, l'équipe s'est servie de son expertise géologique pour estimer le potentiel ultime (p. ex., les zones qui viennent tout juste d'être confirmées ou celles où l'exploration est encore limitée).

La zone de la Plate-forme – formation Jean Marie du Dévonien a également nécessité une attention spéciale. En 2004, l'OGC a apporté des modifications importantes aux estimations des réserves de ces gisements. Le volume du GEP reconnu en 2004 était plus que le double de celui de 2003. Ainsi, la méthode @Risk, appliquée aux données de 2003, a produit une estimation du volume du GEP non découvert beaucoup plus faible que celle résultant des données de 2004. Par conséquent, les estimations du GEP non découvert ont dû être effectuées par l'équipe du projet.

3 Disponible sur le site http://www.neb-one.gc.ca/energy/energyreports/CanadaConventionalNGResources2004/index_f.htm

2.2 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs

Les organismes ont rencontré individuellement, à titre confidentiel et non officiel, huit sociétés œuvrant dans des activités d'exploration en C.-B., particulièrement dans les régions des piémonts. Les piémonts sont des régions complexes sur le plan géologique et cette particularité, combinée à la non-fiabilité de la plupart des modèles d'évaluation pour traiter les régions faillées et plissées, a montré le besoin d'une vérification adéquate des résultats avec les experts pour ces régions. Ces sociétés ont également été consultées pour évaluer l'étendue des ressources non accessibles dans les piémonts. Les renseignements recueillis dans le cadre de ces rencontres sont résumés sur une base collective afin de maintenir la confidentialité des sociétés. Aucun renseignement obtenu d'une société n'a été partagé avec une autre société. Les données reçues de la part de toutes les parties ont été très bénéfiques et fort appréciées.

Les organismes ont également pu compter sur l'expertise de Brad Hayes, un consultant de Petrel Robertson Consulting Limited, de Calgary, en Alberta, qui a été embauché par le MEMRP pour aider à déterminer les zones appropriées et à examiner les résultats préliminaires.

2.3 Renseignements disponibles

Les prix plus élevés pour le gaz ont poussé à l'exploration et à la mise en valeur de gisements à faible productivité qui, auparavant, n'étaient pas rentables. Les progrès technologiques réalisés, par exemple en matière de forage horizontal, de systèmes en sous-pression des boues, de complétion de puits, de trépans et de techniques sismiques plus perfectionnées, notamment dans le contexte des données tridimensionnelles (3D), ont par ailleurs été à l'origine de la découverte et de la mise en valeur d'un grand nombre de gisements. En outre, de nouvelles stratégies ont permis de mettre en valeur de manière plus efficace et rentable des ressources qui pourraient être considérées comme des ressources non classiques. Celles-ci comprennent la formation Jean Marie, exploitée par forage horizontal en sous-pression (les zones de la Limite du banc et de la Plate-forme; la référence cartographique pour la figure 3.1 est 094J), dont la mise en valeur a débuté en 1997, et celle de Deep Basin Cadomin (093P), exploitée depuis 2004. En conséquence, le nombre de puits forés dans le nord-est de la C.-B. a rapidement augmenté. L'étude actuelle s'inspire des données de 14 568 puits qui avaient été forés à la fin de l'année 2003. Le rapport de 2000 publié par l'ONÉ s'appuyait sur les données de 9 935 puits forés à la fin de l'année 1997, et le rapport de 1994 sur les données de 7 582 puits forés à la fin de 1992. Le nombre de puits forés annuellement en C.-B. a rapidement augmenté depuis 1994, soit d'environ 200 puits par année à plus de 1 000 en 2003 (figure 2.1).

2.4 Résultats

Après avoir tenu compte des incertitudes inhérentes à l'estimation des perspectives géologiques et à la prévision du potentiel gazier, les organismes sont d'avis que le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable du nord-est de la C.-B. devrait se situer entre 1 150 Gm^3 (40,8 Tpi^3) et 1 808 Gm^3 (64,2 Tpi^3), tel qu'il est illustré au tableau 2.1. Cette estimation inclut les ressources gazières des zones de faible perméabilité dont la mise en valeur a déjà été entamée, telles que les zones de la Plate-forme et de la Limite du banc Jean Marie du Dévonien ainsi que la zone Cadomin crétacée dans la région de Cutbank.

Le tableau 2.2 illustre la répartition du potentiel ultime (valeurs médianes) de gaz naturel selon ses différentes catégories, en décembre 2003. On trouvera à l'annexe 3 des cartes indiquant la répartition des ressources découvertes, des ressources non découvertes, du potentiel ultime et du potentiel ultime restant du nord-est de la C.-B.

Le potentiel ultime restant représente la quantité de gaz qui pourrait être mise à la disposition en vue de répondre aux demandes intérieures et d'exportation canadiennes futures. La nouvelle estimation du potentiel ultime restant de gaz naturel classique commercialisable du nord-est de la C.-B. est de 978 Gm^3 (34,7 Tpi^3). D'autres quantités provenant des ressources non classiques et des ressources classiques des autres bassins en C.-B. devraient également être disponibles. La mise en valeur de ces ressources supplémentaires pourrait suppléer à l'offre à long terme émanant du nord-est de la C.-B. L'extraction de ces ressources contribuera à la vigueur de l'industrie pétrolière et gazière en C.-B. pendant encore de nombreuses années.

FIGURE 2.1

Nombre annuel de puits en Colombie-Britannique

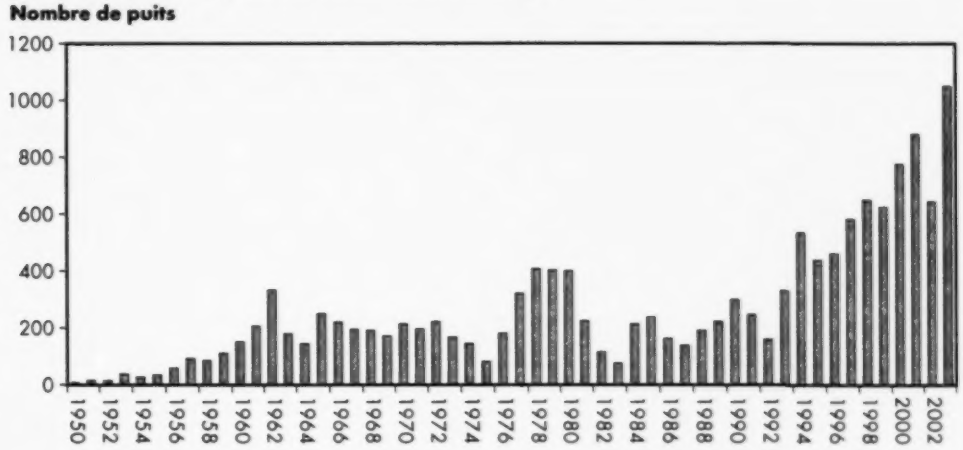


TABLEAU 2.1

Potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique

Valeurs	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	Gm^3	Tpi^3	Gm^3	Tpi^3
Faibles	2 015	71,5	1 150	40,8
Médianes	2 564	91,0	1 462	51,9
Élevées	3 169	112,5	1 808	64,2

TABLEAU 2.2

Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes

Catégorie	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	Gm^3	Tpi^3	Gm^3	Tpi^3
Gaz découvert[1]	1 304	46,3	743	26,4
Production cumulative (au 31 décembre 2003)[1]	849	30,1	484	17,2
Gaz découvert restant	455	16,1	259	9,2
Gaz non découvert[1]	1 260	44,8	719	25,5
Potentiel ultime	2 564	91,0	1 462	51,9
Potentiel ultime restant	1 716	60,9	978	34,7

1 Estimation du MEMRP, comprenant les volumes produits à même les gisements nouvellement découverts non encore évalués, avec volumes découverts et non découverts redressés pour tenir compte des volumes produits additionnels.

2.4.1 *Résultats du gaz en place*

Comme il a été expliqué précédemment, à la lumière du fait que les estimations du GEP ultime sont par définition incertaines, l'étude propose des valeurs faibles, médianes et élevées pour ces estimations. Les valeurs faibles sont de 2 015 Gm^3 (71,5 Tpi^3), pour lesquelles il est fort probable que le potentiel ultime atteint ou dépasse ces estimations. Les valeurs médianes, de 2 564 Gm^3 (91,0 Tpi^3), représentent les estimations les plus réalistes. Les valeurs élevées de 3 169 Gm^3 (112,5 Tpi^3) tiennent compte du fait que même si les ressources peuvent être découvertes, les estimations à leur égard sont très incertaines.

Le tableau 2.3 illustre ce que sont les estimations des valeurs faibles, médianes et élevées pour chaque zone.

2.4.2 *Résultats du gaz commercialisable*

Pour convertir le GEP en gaz commercialisable, il est nécessaire d'appliquer un facteur de récupération permettant d'obtenir des réserves se prêtant à la production, puis un facteur de perte en surface. Le facteur de récupération tient compte du fait que, pour des raisons pratiques et économiques, seulement une partie du GEP se prête à la production. Quant à la perte en surface, elle tient compte de la séparation des coproduits du gaz naturel dans les usines des gisements, de l'extraction des impuretés du gaz brut, du brûlage à la torche du gaz résiduel produit au cours des essais de puits et du gaz dissous (lorsque celui-ci n'est pas conservé) ainsi que du combustible de consommation courante. Dans le nord-est de la C.-B., la moyenne des facteurs de récupération est de 69,5 % et celle des pertes en surface est de 17,9 %.

On suppose que les facteurs de récupération et de perte en surface pour les futures découvertes de gaz seront les mêmes, dans chaque zone, que pour le gaz découvert à ce jour. Les résultats obtenus à partir des valeurs faibles, médianes et élevées du gaz commercialisable figurent également au tableau 2.1. Le tableau 2.4 illustre ce que sont les résultats des valeurs médianes pour chaque zone. Le total indiqué est le potentiel ultime de gaz naturel classique dans le nord-est de la C.-B.

2.5 Comparaison avec des études précédentes

Des estimations du potentiel ultime du gaz naturel en C.-B. ont été effectuées périodiquement dans le passé. Le dernier rapport détaillé de l'ONÉ portant sur la partie des ressources non découvertes du potentiel ultime, *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, s'appuyait sur les données à la fin de 1992 et a été publié en 1994. Le dernier rapport de l'ONÉ sur les ressources du nord-est de la C.-B., *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, 1992-1997, a été publié en 2000 et s'appuyait sur les données à la fin de 1997. Il portait uniquement sur les changements constatés dans les ressources découvertes entre 1992 et 1997, tout en maintenant les estimations du potentiel ultime du rapport de 1994.

Comme l'ONÉ le décrit dans ses rapports antérieurs, les estimations du potentiel ultime ont tendance à augmenter au fil du temps. La hausse découle normalement du fait qu'une information plus abondante est accessible en raison de la mise en valeur d'un bassin ou de l'arrivée à maturité d'une région. Les données disponibles démontrent une légère augmentation au fil du temps en ce qui concerne les estimations du potentiel ultime du gaz naturel classique commercialisable dans le nord-est de la C.-B. Tel qu'il est illustré à la figure 2.2, les nouvelles estimations du MEMRP et de l'ONÉ du potentiel ultime de la C.-B. sont passées de 1 436 Gm^3 (50,6 Tpi^3) en 1992 à 1 462 Gm^3 (51,9 Tpi^3) à l'heure actuelle. Les études à venir permettront de surveiller la tendance du potentiel ultime.

TABLEAU 2.3

Valeurs faibles, médianes et élevées du GEP par formation et par zone

		Gm^3			Tpi^3		
Formation	**Zone**	**Valeurs faibles**	**Valeurs médianes**	**Valeurs élevées**	**Valeurs faibles**	**Valeurs médianes**	**Valeurs élevées**
Till	Till	1,012	1,416	1,995	0,036	0,050	0,071
Belly River	Deep Basin	1,296	1,813	2,554	0,046	0,064	0,091
Chinook	Deep Basin	0,972	1,360	1,916	0,035	0,048	0,068
Cardium	Deep Basin	2,511	3,513	4,949	0,089	0,125	0,176
Cardium	Aquifère régional	0,071	0,100	0,141	0,003	0,004	0,005
Doe Creek	Deep Basin	1,525	2,133	3,005	0,054	0,076	0,107
Dunvegan	Deep Basin	2,592	3,626	5,108	0,092	0,129	0,181
Dunvegan	Fort St. John	1,215	1,700	2,395	0,043	0,060	0,085
Sikanni - Goodrich	Sikanni	1,012	1,416	1,995	0,036	0,050	0,071
Paddy	Deep Basin	4,215	13,625	35,301	0,150	0,484	1,253
Paddy	Barrière nord	6,074	8,498	11,971	0,216	0,302	0,425
Cadotte	Deep Basin	6,935	9,313	18,147	0,246	0,331	0,644
Cadotte	Aquifère régional	2,646	7,947	29,961	0,094	0,282	1,063
Cadotte	Sud des piémonts	3,130	4,379	6,168	0,111	0,155	0,219
Spirit River-Notikewin-Falher	Deep Basin-Sud des piémonts	11,497	16,868	46,771	0,408	0,599	1,660
Spirit River	Avant-plage nord	10,090	24,287	46,317	0,358	0,862	1,644
Bluesky	Deep Basin	1,786	4,507	8,396	0,063	0,160	0,298
Bluesky	Avant-plage de la rivière de la Paix	0,459	60,701	137,965	0,016	2,155	4,897
Bluesky	Vallée Altares-Aitken	4,038	11,753	49,008	0,143	0,417	1,739
Bluesky	Avant-plage de Keg River	1,376	3,322	6,939	0,049	0,118	0,246
Gething	Plaine fluviale-alluviale	16,841	54,968	122,945	0,598	1,951	4,364
Cadomin	Deep Basin	80,686	254,572	448,021	2,864	9,036	15,902
Cadomin	Vallée de Spirit River	4,480	11,639	39,395	0,159	0,413	1,398
Chinkeh	Bassin de la Liard	24,296	33,993	47,883	0,862	1,207	1,700
Nikanassin	Sud des piémonts	4,823	12,206	40,688	0,171	0,433	1,444
Nikanassin	Nord des piémonts	4,362	6,103	8,597	0,155	0,217	0,305
Nikanassin	Deep Basin	0,830	1,161	1,635	0,029	0,041	0,058
Nikanassin	Buick Creek	60,186	66,835	329,922	2,136	2,372	11,710
Pardonnet-Baldonnel	Sud des piémonts	127,449	171,070	318,896	4,524	6,072	11,319
Pardonnet-Baldonnel	Nord des piémonts	10,162	27,784	242,198	0,361	0,986	8,597
Pardonnet-Baldonnel	Fort St. John 1	82,740	107,328	280,008	2,937	3,809	9,939
Pardonnet-Baldonnel	Fort St. John 2	35,337	46,846	72,764	1,254	1,663	2,583
Charlie Lake - partie supérieure	Nord des piémonts	4,915	6,877	24,743	0,174	0,244	0,878
Charlie Lake - partie inférieure	Nord des piémonts	1,417	1,983	2,793	0,050	0,070	0,099
Charlie Lake - partie inférieure	Sud des piémonts	1,012	1,416	1,995	0,036	0,050	0,071
Charlie Lake - partie supérieure	Fort St. John	34,751	51,107	131,987	1,233	1,814	4,685
Halfway	Nord des piémonts	7,065	30,991	132,352	0,251	1,100	4,698
Halfway	Sud des piémonts	10,123	14,164	19,952	0,359	0,503	0,708

TABLE 2.3 (SUITE)

Valeurs faibles, médianes et élevées du GEP par formation et par zone

Formation	Zone	Gm^3			Tpi^3		
		Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées	Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées
Halfway	Fort St. John 1	41,256	54,217	111,463	1,464	1,924	3,956
Halfway	Fort St. John 2	90,127	114,396	249,679	3,199	4,060	8,862
Doig-Halfway (partie inférieure)	Forst St. John-Deep Basin	12,238	19,667	48,201	0,434	0,698	1,711
Montney	Subaffleurement	39,900	62,788	95,564	1,416	2,229	3,392
Montney	Avant-plage distale-Turbities	13,750	53,440	119,343	0,488	1,897	4,236
Belloy	Nord des piémonts	10,123	14,164	19,952	0,359	0,503	0,708
Belloy-Debolt	Sud des piémonts	45,229	141,456	623,759	1,605	5,021	22,140
Belloy	Fort St. John	41,502	55,856	87,432	1,473	1,983	3,103
Kiskatinaw	Rentrant de la rivière de la Paix	11,446	21,416	64,618	0,406	0,760	2,294
Mattson	Bassin de la Liard	4,037	15,218	45,873	0,143	0,540	1,628
Debolt	Nord des piémonts	34,012	57,037	136,046	1,207	2,024	4,829
Debolt	Subaffleurement crétacé	4,836	11,662	19,070	0,172	0,414	0,677
Debolt	Plate-forme régionale	12,956	23,108	45,835	0,460	0,820	1,627
Shunda-Pekisko-Banff	Subaffleurement crétacé	0,548	2,890	18,909	0,019	0,103	0,671
Shunda-Pekisko-Banff	Plate-forme régionale	1,044	1,461	2,058	0,037	0,052	0,073
Shunda-Pekisko-Banff	Bassin de la Liard	1,044	1,461	2,058	0,037	0,052	0,073
Wabamun	Fort St. John-Deep Basin	11,375	20,216	63,706	0,404	0,718	2,261
Kakisa	Plate-forme	0,986	1,278	2,469	0,035	0,045	0,088
Jean Marie	Plate-forme	74,861	200,225	362,170	2,657	7,107	12,855
Jean Marie	Limite du banc	48,529	86,153	249,750	1,722	3,058	8,865
Slave Point	Marge récifale	154,314	171,641	329,415	5,477	6,092	11,692
Slave Point	Plate-forme	32,418	58,744	183,414	1,151	2,085	6,510
Slave Point	Ladyfern	28,806	53,247	146,682	1,022	1,890	5,206
Keg River	Marge récifale	163,010	190,751	332,671	5,786	6,770	11,808
Keg River	Plate-forme inférieure	2,592	6,088	16,203	0,092	0,216	0,575
Nahanni	Fort Nelson-Liard	30,370	42,492	59,855	1,078	1,508	2,124

Des études du potentiel ultime en gaz naturel classique ont aussi été entreprises par d'autres parties. Plus précisément, le Comité canadien du potentiel gazier (CCPG)[4] a mené des études portant sur l'ensemble du pays, qui ont été à l'origine de rapports en 1997 et 2001, le plus récent étant intitulé *Natural Gas Potential in Canada 2001*. Le CCPG devrait publier un rapport mis à jour en 2006. Le tableau 2.5 présente une comparaison des estimations de gaz classique uniquement dans le nord-est de la C.-B.

4 Le CCPG utilise l'expression *gaz commercialisable nominal* pour désigner son estimation du gaz naturel commercialisable. L'adjectif *nominal* indique que l'estimation ne tient pas compte des difficultés d'accès, des facteurs économiques relatifs à l'exploitation de tous les gisements, qui ne seront pas tous découverts, du fait que les caractéristiques des gisements non découverts peuvent différer de celles des gisements découverts, ni du fait que l'exploitation de certains gisements pourrait être impossible, faute de mise en production et de transport. Aux fins du présent rapport, on désignera les estimations du CCPG par l'expression *gaz naturel commercialisable*.

TABLEAU 2.4

Estimations du gaz commercialisable par formation et par zone

Formation	Zone	Gm^3			Tpi^3		
		GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
Till	Till	1,416	0,708	0,665	0,050	0,025	0,024
Belly River	Deep Basin	1,813	1,378	1,199	0,064	0,049	0,043
Chinook	Deep Basin	1,360	1,061	0,870	0,048	0,038	0,031
Cardium	Deep Basin	3,513	1,440	1,282	0,125	0,051	0,046
Cardium	Aquifère régional	0,100	0,072	0,060	0,004	0,003	0,002
Doe Creek	Deep Basin	2,133	1,903	1,690	0,076	0,068	0,060
Dunvegan	Deep Basin	3,626	3,191	2,234	0,129	0,113	0,079
Dunvegan	Fort St. John	1,700	1,190	1,130	0,060	0,042	0,040
Sikanni - Goodrich	Sikanni	1,416	1,133	1,020	0,050	0,040	0,036
Paddy	Deep Basin	13,625	10,510	9,871	0,484	0,373	0,350
Paddy	Barrière nord	8,498	5,252	5,151	0,302	0,186	0,183
Cadotte	Deep Basin	9,313	7,852	7,335	0,331	0,279	0,260
Cadotte	Aquifère régional	7,947	6,302	5,935	0,282	0,224	0,211
Cadotte	Sud des piémonts	4,379	3,404	3,065	0,155	0,121	0,109
Spirit River-Notikewin-Falher	Deep Basin-Sud des piémonts	16,868	13,422	12,434	0,599	0,476	0,441
Spirit River	Avant-plage nord	24,287	20,514	15,531	0,862	0,728	0,551
Bluesky	Deep Basin	4,507	2,671	2,450	0,160	0,095	0,087
Bluesky	Avant-plage de la rivière de la Paix	60,701	49,951	40,366	2,155	1,773	1,433
Bluesky	Vallée Altares-Aitken	11,753	8,693	7,565	0,417	0,309	0,269
Bluesky	Avant-plage de Keg River	3,322	2,141	1,811	0,118	0,076	0,064
Gething	Plaine fluviale-alluviale	54,968	42,360	34,429	1,951	1,504	1,222
Cadomin	Deep Basin	254,572	127,825	115,045	9,036	4,537	4,083
Cadomin	Vallée de Spirit River	11,639	8,228	6,879	0,413	0,292	0,244
Chinkeh	Bassin de la Liard	33,993	25,494	22,772	1,207	0,905	0,808
Nikanassin	Sud des piémonts	12,206	9,067	7,828	0,433	0,322	0,278
Nikanassin	Nord des piémonts	6,103	3,418	3,008	0,217	0,121	0,107
Nikanassin	Deep Basin	1,161	0,890	0,778	0,041	0,032	0,028
Nikanassin	Buick Creek	66,835	56,861	46,197	2,372	2,018	1,640
Pardonnet-Baldonnel	Sud des piémonts	171,070	137,545	100,183	6,072	4,882	3,556
Pardonnet-Baldonnel	Nord des piémonts	27,784	20,048	18,147	0,986	0,712	0,644
Pardonnet-Baldonnel	Fort St. John 1	107,328	85,204	68,023	3,809	3,024	2,414
Pardonnet-Baldonnel	Fort St. John 2	46,846	36,273	30,229	1,663	1,287	1,073
Charlie Lake - partie supérieure	Nord des piémonts	6,877	6,074	5,017	0,244	0,216	0,178
Charlie Lake - partie inférieure	Nord des piémonts	1,983	1,318	1,152	0,070	0,047	0,041
Charlie Lake - partie inférieure	Sud des piémonts	1,416	0,822	0,723	0,050	0,029	0,026

TABLE 2.4 (SUITE)

Estimations du gaz commercialisable par formation et par zone

Formation	Zone	Gm^3			Tpi^3		
		GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
Charlie Lake – partie supérieure	Fort St. John	51,107	36,543	27,317	1,814	1,297	0,970
Halfway	Nord des piémonts	30,991	27,041	23,071	1,100	0,960	0,819
Halfway	Sud des piémonts	14,164	6,087	5,111	0,503	0,216	0,181
Halfway	Fort St. John 1	54,217	39,721	32,184	1,924	1,410	1,142
Halfway	Fort St. John 2	114,396	85,303	67,165	4,060	3,028	2,384
Doig-Halfway (partie inférieure)	Forst St. John-Deep Basin	19,667	12,667	9,566	0,698	0,450	0,340
Montney	Subaffleurement	62,788	49,090	42,984	2,229	1,742	1,526
Montney	Avant-plage distale-Turbities	53,440	20,007	18,621	1,897	0,710	0,661
Belloy	Nord des piémonts	14,164	12,748	11,580	0,503	0,452	0,411
Belloy-Debolt	Sud des piémonts	141,456	113,093	83,805	5,021	4,014	2,975
Belloy	Fort St. John	55,856	46,516	39,983	1,983	1,651	1,419
Kiskatinaw	Rentrant de la rivière de la Paix	21,416	12,785	10,634	0,760	0,454	0,377
Mattson	Bassin de la Liard	15,218	12,538	10,896	0,540	0,445	0,387
Debolt	Nord des piémonts	57,037	32,521	30,765	2,024	1,154	1,092
Debolt	Subaffleurement crétacé	11,662	9,577	8,062	0,414	0,340	0,286
Debolt	Plate-forme régionale	23,108	10,106	8,800	0,820	0,359	0,312
Shunda-Pekisko-Banff	Subaffleurement crétacé	2,890	2,020	1,719	0,103	0,072	0,061
Shunda-Pekisko-Banff	Plate-forme régionale	1,461	1,133	0,997	0,052	0,040	0,035
Shunda-Pekisko-Banff	Bassin de la Liard	1,461	1,011	0,870	0,052	0,036	0,031
Wabamun	Fort St. John-Deep Basin	20,216	18,100	16,639	0,718	0,642	0,591
Kakisa	Plate-forme	1,278	1,139	1,015	0,045	0,040	0,036
Jean Marie	Plate-forme	200,225	130,076	116,262	7,107	4,617	4,127
Jean Marie	Limite du banc	86,153	76,714	67,465	3,058	2,723	2,395
Slave Point	Marge récifale	171,641	83,692	66,759	6,092	2,971	2,370
Slave Point	Plate-forme	58,744	29,901	23,049	2,085	1,061	0,818
Slave Point	Ladyfern	53,247	45,723	37,475	1,890	1,623	1,330
Keg River	Marge récifale	190,751	149,424	107,913	6,770	5,304	3,830
Keg River	Plate-forme inférieure	6,088	2,636	2,127	0,216	0,094	0,076
Nahanni	Fort Nelson-Liard	42,492	9,102	7,404	1,508	0,323	0,263

2.6 Ressources à l'échelle canadienne

Dans le cadre du mandat qui lui est conféré, l'ONÉ maintient des estimations du potentiel ultime pour toutes les régions du Canada. Les estimations actuelles des ressources canadiennes ont été présentées dans son rapport de 2004 intitulé *Ressources en gaz naturel classique au Canada – Rapport de situation*. Le tableau 2.6 comprend la nouvelle estimation, en métrique et en impérial, du potentiel ultime de la C.-B. pour le gaz naturel dans un contexte pancanadien. Les données du tableau 2.6 sont à jour à la fin de 2004.

FIGURE 2.2

Redressement des estimations pour le potentiel ultime de gaz commercialisable classique en Colombie-Britannique

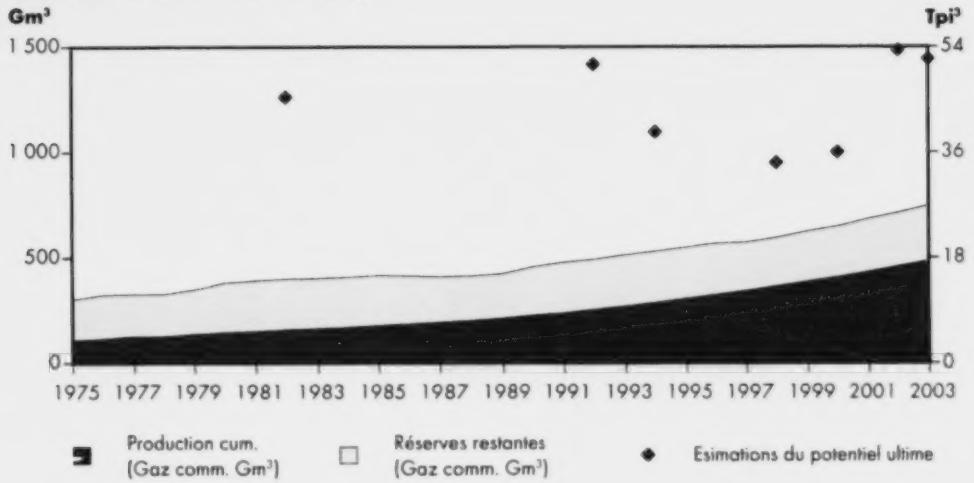


TABLEAU 2.5

Comparaison des estimations pour le potentiel ultime de gaz naturel classique en Colombie-Britannique

Source	Date de référence	Potentiel ultime (Gm^3)	Potentiel ultime (Tpi^3)
MEMRPCB/ONÉ 2006	2003	1 462,3	51,9
Drummond 2002	2001	1 512,7	53,4
Bowers 2000	2000	1 020,0	36,2
CCPG 2001	1998	969,0	34,3
CCPG 1997*	1994	1 117,5	39,7
ONÉ 1994	1992	1 436,2	50,6
CGC 1982	1981	1 286,1	45,4

* - volume approximatif uniquement, aux fins de la répartition provinciale

TABLEAU 2.6A

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel commercialisable classique au Canada (Gm^3)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime[1]	Potentiel ultime restant[2]
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta	4 542	1 734	6 276	2 856
Colombie-Britannique	784	678	1 462	952
Saskatchewan	213	42	255	102
Sud des Territoires	27	169	196	181
Total	**5 566**	**2 623**	**8 189**	**4 091**
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador	130	660	790	790
Bassin de l'Est de Terre-Neuve-et-Labrador	0	352	352	352
Grands Bancs	110	375	485	485
Sud des Grands Bancs	0	86	86	86
Sous-bassin Laurentien	0	170	170	170
Nouvelle-Écosse	147	505	652	629
Banc Georges	0	60	60	60
Total	**387**	**2 208**	**2 595**	**2 572**
Côte Ouest				
Zone extracôtière	0	255	255	255
Intermontagneux	0	230	230	230
Total	**0**	**485**	**485**	**485**
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines Colville	17	117	134	134
Mackenzie-Beaufort	254	1 460	1 714	1 714
Yukon - Plaines d'Eagle	2	28	30	30
Yukon - Autres	1	114	115	115
Îles de l'Arctique	331	793	1 124	1 124
Est de l'Arctique	0	140	140	140
Baie d'Hudson	0	28	28	28
Total	**605**	**2 680**	**3 285**	**3 285**
Ontario	**44**	**23**	**67**	**33**
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	**2**	**38**	**40**	**40**
TOTAL DU CANADA[1]	**6 604**	**8 057**	**14 661**	**10 506**

1 - Les nombres ne s'additionnent peut-être pas en raison de l'arrondi.

2 - À compter du 31 décembre 2004, date la plus récente pour des renseignements complets relatifs à la production.

TABLEAU 2.6B

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel commercialisable classique au Canada (Tpi³)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime[1]	Potentiel ultime restant[2]
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta[3]	161	61	223	101
Colombie-Britannique[3]	28	24	52	34
Saskatchewan	8	1	9	4
Sud des Territoires	1	6	7	6
Total	**198**	**92**	**291**	**145**
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador	5	23	28	28
Bassin de l'Est de Terre-Neuve-et-Labrador	0	12	12	12
Grands Bancs	4	13	17	17
Sud des Grands Bancs	0	3	3	3
Sous-bassin Laurentien	0	6	6	6
Nouvelle-Écosse	5	18	23	22
Banc Georges	0	2	2	2
Total	**14**	**77**	**91**	**90**
Côte Ouest				
Zone extracôtière	0	9	9	9
Intermontagneux	0	8	8	8
Total	0	17	17	17
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines Colville	1	4	5	5
Mackenzie-Beaufort	9	52	61	61
Yukon - Plaines d'Eagle	0	1	1	1
Yukon - Autres	0	3	3	3
Îles de l'Arctique	12	28	40	40
Est de l'Arctique	0	5	5	5
Baie d'Hudson	0	1	1	1
Total	**22**	**94**	**116**	**116**
Ontario	**1**	**1**	**2**	**1**
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	**0**	**1**	**1**	**1**
TOTAL DU CANADA[1]	**235**	**282**	**517**	**370**

1 - Les nombres ne s'additionnent peut-être pas en raison de l'arrondi.

2 - À compter du 31 décembre 2004, date la plus récente pour des renseignements complets relatifs à la production.

3 - Convertis au système impérial en utilisant 35,49373 pi³/m³, se reporter à la section 1.3.

OBSERVATIONS

3.1 Généralités

La nouvelle estimation pour le potentiel ultime de gaz classique dans le nord-est de la C.-B. est de 1 462,3 Gm^3 (51,9 Tpi^3), en légère hausse de 2 % par rapport à la dernière estimation de l'ONÉ. Bien que cette nouvelle estimation soit semblable à la précédente, la distribution du potentiel ultime autant sur le plan vertical (géologique) que sur le plan horizontal (géographique) a changé. Ces changements sont attribuables aux lieux des découvertes (formation et emplacement) depuis 1992 et des connaissances géologiques de cette portion du BSOC. De façon générale, on note une reconnaissance accrue du potentiel non découvert des intervalles crétacés moins profonds et des nouveaux intervalles reconnus en raison des découvertes effectuées, ainsi qu'une réduction du potentiel non découvert attribué aux zones des piémonts.

Les zones géologiques de la C.-B. sont, pour la plupart, moins développées que les zones semblables de l'Alberta. Seules deux zones, Nikanassin Buick Creek et Belloy Fort St. John, comptent pour plus de 50 % des étendues disponibles dans les zones forées à ce jour. Ces deux zones possèdent des parcelles de zones relativement petites et ont été développées sur une longue période à la suite de découvertes assez précoces. Les zones crétacées très peu profondes ont, en principe, été pénétrées à un degré assez élevé, mais la grande majorité des puits ciblaient des horizons plus profonds, de sorte que des zones crétacées moins profondes ont été laissées de côté pendant le forage. Aujourd'hui, on reconnaît que ces zones, en raison des prix élevés du gaz, ont un potentiel qui est exploité avec succès par l'entremise de pratiques de forage adaptatives qui évitent d'endommager la formation. Les organismes croient que des découvertes supplémentaires seront réalisées dans ces zones dans un avenir prochain.

Au cours des six dernières années, l'industrie a mis en valeur de nouvelles zones plus profondes à plusieurs endroits dans le nord-est de la C.-B., notamment par la découverte du gisement Ladyfern (094H) dans la formation dévonienne de Slave Point. De plus, en raison d'activités de forage accrues, plusieurs nouveaux petits gisements ont été trouvés et mis en production. Entre la fin de l'année 1997 et la fin de l'année 2003, le volume de GEP découvert a augmenté de 562,8 à 709,9 Gm^3 (20 à 25,2 Tpi^3), une progression globale de 25 %. Au total, en moyenne, 24,6 Gm^3 (0,87 Tpi^3) de GEP par année ont été ajoutés à partir des nouvelles découvertes ou des modifications apportées au GEP des gisements plus anciens au cours de cette période. Les formations dévoniennes comptent pour 38 % de cette augmentation, les formations triasiques 37 % et les formations crétacées moins profondes 18 %. Dans les formations dévoniennes, les augmentations ont résulté de la découverte du gisement Ladyfern Slave Point et d'accroissements dans les zones Jean Marie. Pour ce qui est des formations triasiques, elles ont découlé de la mise en valeur de la zone Pardonnet/Baldonnel, des zones Halfway/Doig et des zones Montney, par exemple le gisement Ring-Border (094H).

Enfin, dans les zones crétacées, les augmentations ont fait suite à la mise en valeur de nombreux gisements plus petits.

Les activités de forage, et les réserves, se sont accrues considérablement dans les zones de la formation dévonienne Jean Marie depuis quelques années. Les gisements de la zone de la Plate-forme, en production depuis les années 1970, continuent de s'étendre latéralement. Ces réservoirs se composent de carbonates fracturés peu perméables qui ne semblent pas présenter d'eau en aval-pendage. Le forage horizontal et des programmes de fracturation à plus grande portée et plus efficaces, poussés par les prix élevés du gaz et les changements aux redevances, ont permis à l'industrie de mettre en valeur avec vigueur ces réservoirs sur une plus grande échelle. En raison de nouvelles techniques sismiques et de meilleures études géologiques, on a reconnu la zone de la Limite du banc et sa mise en valeur a été entamée il y a cinq ans. L'industrie devient plus efficience du point de vue du développement en faisant appel à une meilleure planification et en forant à longueur d'année afin de réduire les coûts associés à ces zones. Du point de vue analytique, les données relatives aux réserves à la fin de 2003 étaient insuffisantes pour effectuer une analyse @Risk pour la zone de la Limite du banc. De plus, on a apporté des modifications importantes aux renseignements sur les réserves pour la zone de la Plate-forme en 2004, ce qui a gêné l'analyse @Risk. Le volume de gaz en place reconnu pour cette zone a plus que doublé en 2004. Ce faisant, les organismes ont tenu compte de l'information découlant des consultations avec l'industrie pour évaluer les ressources en gaz non découvertes pour ces zones.

La mise en valeur de la zone Cadomin Deep Basin a commencé en 2004. Les stratégies d'exploitation des ressources de la zone, apprises lors de l'exploitation de la zone Jean Marie, sont maintenant mises en application dans les sables peu perméables de la formation Cadomin. Étant donné que la compilation définitive des données de 2003 sur les réserves était terminée, les organismes ont encore une fois été guidés par l'information provenant des consultations avec l'industrie afin d'évaluer les ressources non découvertes dans cette zone.

3.2 Échelle régionale

La figure 3.1 est une carte du nord-est de la C.-B. illustrant les régions géographiques utilisées par le gouvernement provincial. Ces zones sont quelque peu différentes de celles relevées dans la dernière évaluation de l'ONÉ; la seule différence principale réside dans la limite séparant la région de Fort St. John de celle du nord des piémonts dans les secteurs cartographiques 94-B-16 et 94-G-1. L'ancienne limite se trouvait plus à l'est, ce qui attribuait un volume important de ressources découvertes à la région de Fort St. John plutôt qu'à la région du nord des piémonts. Par conséquent, il est difficile de comparer les résultats de 1992 et ceux de 2006 au niveau régional. Le tableau 3.1 montre les

TABLEAU 3.1

Répartition géographique des ressources dans le nord-est de la Colombie-Britannique

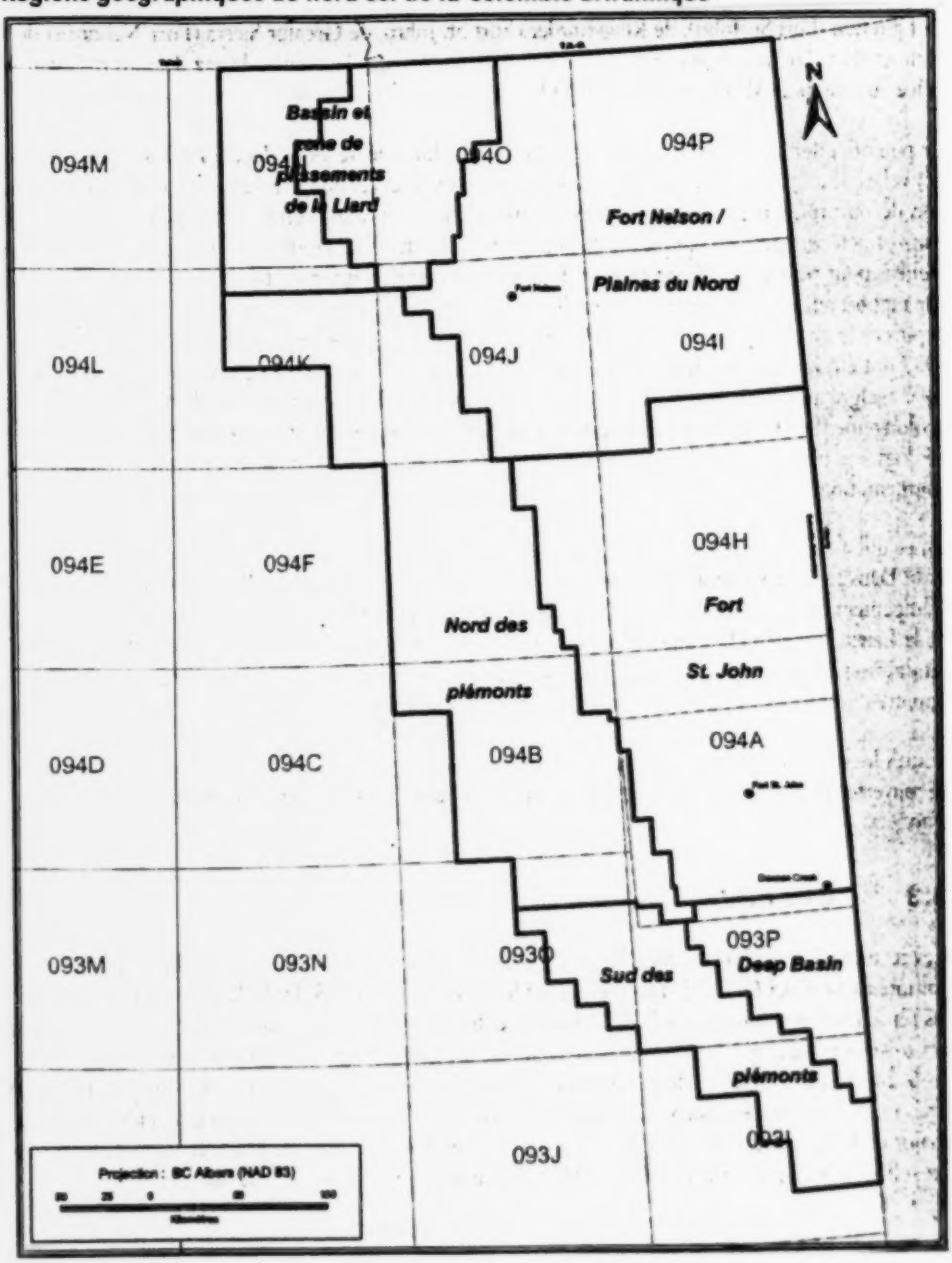
Région	Gaz découvert				Gaz non découvert				Potentiel ultime restant[2]	
	Gaz en place		Gaz commercialisable		Gaz en place		Gaz commercialisable		Gaz commercialisable	
	Gm^3	Gpi^3	Gm^3	Gpi^3	Gm^3	Gpi^3	Gm^3	Gpi^3	Gm^3	Gpi^3
Deep Basin[1]	28 685	1 018	19 556	694	313 098	11 113	157 537	5 584	164 111	5 825
Fort St. John[1]	560 752	19 903	352 639	12 516	361 834	12 843	211 522	7 508	349 864	12 418
Fort Nelson[1]	395 273	14 029	206 871	7 343	261 301	9 275	148 551	5 273	201 098	7 138
Liard	22 197	788	14 430	512	69 807	2 478	26 767	950	32 904	1 168
Sud des piémonts	142 572	5 060	82 621	2 933	230 851	8 194	131 606	4 671	174 808	6 205
Nord des piémonts	58 882	2 090	33 647	1 194	118 983	4 223	76 640	2 720	87 941	3 121
Total	1 208 361	42 889	709 764	25 192	1 355 874	48 125	752 423	26 706	1 010 726	35 874

1 Régions collectivement considérées comme la région des plaines

2 Selon le rapport annuel de l'OGC sur les réserves

FIGURE 3.1

Régions géographiques du nord-est de la Colombie-Britannique



estimations du gaz découvert, des ressources non découvertes et du potentiel ultime de gaz en place et de gaz commercialisable pour chacune des régions géographiques. Les régions du bassin de la Liard et de la zone de plissements Liard sont jointes pour les besoins du présent rapport.

Les ressources découvertes, en termes de GEP ou de volumes commercialisables, ont augmenté de 25 % au cours des six dernières années.

Si l'on jette un regard aux régions des piémonts, on constate que les volumes de gaz en place sont semblables aux volumes déclarés en 1997. Par contre, les régions des plaines ont vu leurs volumes de gaz découvert augmenter de 30 %. D'importantes nouvelles découvertes ont été faites dans les zones de Ladyfern (Fort St. John), de Ring-Border (Fort St. John), de Greater Sierra (Fort Nelson) et de Helmet (Fort Nelson) depuis 1997. Dans le bassin de la Liard, le volume de gaz découvert s'est accru grâce au champ de Maxhamish Lake (0940).

Le potentiel non découvert du nord-est de la C.-B. a diminué de 14 % depuis 1997 à la suite de nouvelles découvertes et de modifications positives aux réserves des gisements découverts. Le potentiel non découvert des régions des piémonts a diminué en raison d'une connaissance plus approfondie de leurs caractéristiques géologiques et de l'intégration du savoir de l'industrie par suite des consultations menées pour réaliser le présent rapport. Le potentiel non découvert du bassin de la Liard a été réduit par rapport aux résultats de 1997, étant donné qu'aucune découverte importante n'a été réalisée depuis celle du champ de Maxhamish Lake et que tous les forages de puits profonds réalisés depuis 1997 ont été vains. Enfin, le potentiel non découvert pour les régions des plaines s'est accru depuis 1997 malgré un grand nombre de découvertes importantes. La reconnaissance de nouvelles zones, le prolongement en C.-B. de zones albertaines où des découvertes ont été réalisées et des connaissances géologiques plus approfondies découlant des nombreux nouveaux puits forés ont tous contribué à cette augmentation.

En ce qui a trait au potentiel ultime, on note une légère hausse dans le nord-est de la C.-B., soit 2 %. Dans le cas des régions des piémonts, le potentiel ultime a diminué dans l'ensemble (aucun changement du potentiel découvert et diminution du potentiel non découvert). Quant à la région de la Liard, le potentiel ultime a également été réduit (hausse du potentiel découvert et importante diminution du potentiel non découvert). Les régions des plaines ont connu une augmentation du potentiel ultime (hausse du potentiel découvert et du potentiel non découvert).

Toutes les régions du nord-est de la C.-B. contiennent des volumes suffisants de ressources non découvertes pour soutenir une intensification des niveaux de forage pendant un certain nombre d'années.

3.3 Gaz acide

Les ressources commercialisables découvertes établies d'après les données de fin d'année 2003 comprennent 420,5 Gm^3 (15 Tpi^3) de gaz acide et 289,4 Gm^3 (10,3 Tpi^3) de gaz non corrosif, selon les renseignements fournis par l'OGC. L'analyse du gaz commercialisable non découvert faite par les organismes indique que les ressources se composent de 505,3 Gm^3 (17,9 Tpi^3) de gaz non corrosif et de 247,1 Gm^3 (8,8 Tpi^3) de gaz acide. Le gaz acide comptait pour près de 60 % du gaz découvert, mais on prévoit que seulement 32 % des ressources non découvertes seront du gaz acide puisque la majorité des ressources non découvertes se trouveront dans les zones de gaz non corrosif. La teneur en sulfure d'hydrogène varie de 0,1 à 39 % et se situe en moyenne à 3,7 %.

3.4 Piémonts

Les entreprises consultées ont fourni des renseignements (sur les diverses zones du sud ou du nord des piémonts dont le potentiel est reconnu) qui ont contribué à une meilleure compréhension du potentiel des ressources dans ces régions. Bien que les données sur quelque zone que ce soit n'aient pas fait l'unanimité parmi les entreprises, les organismes ont ciblé les formations pour lesquelles il fallait soit augmenter, soit réduire, les estimations préliminaires de ressources non découvertes.

De plus, on a demandé aux entreprises de faire connaître leur point de vue quant aux enjeux qui nuisent aux activités dans ces zones complexes. Voici un aperçu des enjeux relevés dont la complexité pourrait nécessiter l'intervention du gouvernement :

- Le forage dans les piémonts coûte cher et prend beaucoup de temps. Il faut parfois attendre plus longtemps avant d'obtenir l'approbation réglementaire nécessaire pour entreprendre les travaux aux puits (par rapport aux puits forés dans les plaines) et, en raison des derniers hivers, qui ont été anormalement doux, on craint que les puits ne soient pas complétés dans une même saison. Tout comme dans les autres régions du nord-est de la C.-B., on reconnaît la nécessité de mener davantage d'études environnementales et de discussions avec les Premières nations que par le passé. De plus, dans les piémonts, les cibles ont tendance à être plus grandes que les gisements correspondants des régions des plaines, ce qui incite les entreprises à explorer ces zones. Les entreprises font valoir que le régime foncier doit prendre en considération les délais attribuables à l'approbation réglementaire, aux études environnementales et aux négociations sur l'accès.
- Les entreprises ont indiqué que la rentabilité des forages demeure marginale dans ces régions malgré les prix élevés du gaz que nous connaissons actuellement. En outre, seules les entreprises qui possèdent les ressources financières nécessaires sont présentes dans ces régions. Puisque ces entreprises sont souvent celles à qui s'offrent des occasions d'affaires internationales, les zones productives possibles des piémonts de la C.-B. ne sont pas les seules où l'on convoite des capitaux d'exploration somme toute limités.
- Du point de vue des producteurs, l'accès aux usines de gaz acide revêt beaucoup d'importance. Les usines fonctionnent souvent à pleine capacité ou presque, et le manque de capacité disponible pour les tiers peut être contraignant. Certains exploitants ont suggéré la construction d'une nouvelle usine dans ce secteur ou, mieux encore, l'amélioration de l'accès par pipeline aux usines de gaz acide d'autres régions. Toutefois, comme dans les piémonts albertains, les risques financiers associés à la construction d'une usine avant que les forages ne débutent, ou associés au forage sans capacité de production, sont très élevés.
- Les entreprises ont fait remarquer en outre qu'il fallait mieux coordonner les avis d'activité entre les organismes gouvernementaux et les industries extractives, soit celles du charbon, des pâtes et papiers et des hydrocarbures.

3.5 Restrictions d'accès

L'utilisation du modèle @Risk permet d'établir, de façon approximative, les ressources non découvertes qui pourraient ne pas être mises en valeur en raison des restrictions d'accès en surface. En raison de l'absence de parcs nationaux, de grands espaces urbains et de grands lacs au nord-est de la C.-B., il semble que l'on puisse avoir accès à la plupart des volumes de ressources importants, en théorie, par la technologie de forage dirigé. Les consultations auprès des membres de l'industrie n'ont pas donné une indication claire de la présence de ressources qui ont été stérilisées à toutes fins pratiques en raison des restrictions d'accès en surface. D'un point de vue pratique, par contre, le coût marginal rattaché au forage dirigé peut avoir des répercussions importantes sur la capacité concurrentielle. Deux entreprises sur huit ont suggéré que des ressources stérilisées puissent se trouver dans les piémonts. Une entreprise a même mentionné qu'il serait possible d'y retrouver au moins 42 Gm^3 (1,5 Tpi^3).

CONCLUSIONS

1. L'estimation révisée pour le potentiel ultime de gaz classique dans la portion du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien située en C.-B. est de 1 462,3 (51,9 Tpi³), en légère hausse par rapport à l'estimation de l'ONÉ de 1992.
2. Le nord-est de la C.-B. n'est pas aussi évolué que les portions de l'Alberta du bassin, avec seulement deux zones dont 50 % des étendues sont forées à ce jour.
3. La Plate-forme Jean Marie du Dévonien a connu un développement continu des gisements sur des régions plus vastes, y compris un développement important en 2004. Par conséquent, l'utilisation des données de 2003 a entraîné des résultats @Risk médiocres qui étaient trop faibles en comparaison des données de 2004. Les organismes ont affecté une grande estimation du GEP avec un facteur de récupération réduit.
4. Les ressources découvertes ont augmenté de 25 % depuis 1997. De grandes découvertes réalisées depuis 1997, notamment les champs Maxhamish Lake, Ladyfern et Greater Sierra, ont entraîné une redistribution du potentiel non découvert dans la section géologique.
5. Le potentiel non découvert a augmenté dans les horizons crétacés moins profonds par rapport à 1997. Le potentiel dans ces zones n'a pas été reconnu dans les évaluations antérieures.
6. Environ 60 % des ressources découvertes contiennent du gaz acide; cependant, seules 32 % des ressources non découvertes devraient être acides, puisque les grandes zones de gaz acide sont déjà bien mises en valeur.
7. Les régions des piémonts ont connu peu de croissance sur le plan des ressources découvertes depuis 1997 et, par conséquent, le potentiel non découvert qui leur est attribué a diminué. Ce fait a été confirmé par une consultation avec l'industrie.
8. La région de la Liard a connu une hausse des ressources découvertes, mais les ressources non découvertes ont diminué en raison des résultats médiocres issus d'essais à plus grande profondeur.
9. Les restrictions d'accès aux terres pourraient avoir une certaine incidence sur la recherche de ressources non découvertes.
10. Il existe d'autres ressources en gaz classique et en nouveau gaz à mettre en valeur à l'intérieur des terres de la C.-B. et dans les bassins extracôtiers (voir annexe l'annexe 1).
11. Le potentiel non découvert total a été réduit de 14 % depuis 1997, parce qu'un certain nombre de gisements ont été découverts et que des révisions à la baisse des ressources pour certaines zones ont été établies sur la base des résultats de forage et du rendement des gisements. Cependant, les ressources non découvertes restantes soutiendront des niveaux de forage élevés pendant de nombreuses années.
12. Le nord-est de la C.-B. détient environ un quart des ressources ultimes restantes de gaz naturel classique dans le BSOC.

RÉFÉRENCES

Bowers, B., *Ressources de gaz naturel classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, dans le Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000

BCMEM, *Coalbed Gas (CBG) In British Columbia: Update On Activity – Novembre 2005*

BCMEM, *Gas Shale Potential of Devonian Strata, Northeastern British Columbia*, 2005

British Columbia Oil and Gas Commission, *Hydrocarbon and By-Product Reserves In British Columbia*, 2003 et 2004

CERI, K.J. Drummond, *Canada's Natural Gas Ultimate Potential – Defining A Credible Upper Limit*, 2002

CGPC, *Natural Gas Potential In Canada – 2001, A Report by the Canadian Gas Potential Committee*, 2001

CGPC, *Natural Gas Potential In Canada, A Report By The Canadian Gas Potential Committee*, 1997

Hannigan, P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Dietrich, J.R. et Olsen-Heise, K., *Oil and Gas Resource Potential of the Nechako-Chilcotin Area of British Columbia*, MEMRP, Geofile 2001-6, 1994

Hannigan, P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Dietrich, J.R. et Olsen-Heise, K., *Oil and Gas Resource Potential of the Bowser-Whitehorse Area of British Columbia*, MEMRP, Geofile 2001-5, 1995

Hannigan, P., Dietrich, J.R., Lee, P.J., et Osadetz, K.G., *Petroleum Resource Potential of Sedimentary Basins On The Pacific Margin of Canada*, 1998

Hayes, B., *Petroleum Exploration Potential of the Nechako Basin*, BCMEM, Petroleum Geology Special Paper 2002-3, 2002

Majorowicz, J.A. et Osadetz, K.G., *Gas Hydrate Distribution and Volume in Canada*, dans American Association of Petroleum Geologists Bulletin Volume 85/7, 2001

Monahan, P.A., *The Geology and Oil and Gas Potential of the Fernie-Elk Valley Area, Southeastern British Columbia*, MEMRP, Petroleum Geology Special Paper 2000-1, 2000

Monahan, P.A., *The Geology and Oil and Gas Potential of the Flathead Area, Southeastern British Columbia*, MEMRP, Petroleum Geology Special Paper 2000-2, 2000

ONÉ, *L'avenir énergétique au Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025*, 2003

ONÉ, rapports intitulés *L'énergie au Canada - Offre et demande*, 1993 et 1997

ONÉ, *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, 1994

ONÉ, *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, 1992-1997, 2000

ONÉ, *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation*, 2004

GAZ NON CLASSIQUE, SUD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE, BASSINS INTÉRIEURS ET BASSINS EXTRACÔTIERS

Le gaz des réservoirs de faible perméabilité, qui pourrait être considéré comme non classique selon certaines définitions, mais qui est maintenant produit, entre dans la catégorie du potentiel ultime classique dans le cadre de ce rapport. Les autres ressources non classiques telles que le gaz de houille, le gaz de réservoir étanche non produit actuellement et le gaz de schiste sont décrits qualitativement ci-dessous, sans nouvelle estimation des ressources commercialisables. La figure A1.1 montre l'emplacement des bassins de la C.-B. qui renferment du gaz de houille. Le tableau A1.1 présente les estimations de gaz en place pour les ressources non classiques en C.-B.

A.1.1 Gaz de houille (GH)

Le gaz de houille, aussi connu sous le nom de méthane des gisements houillers ou gaz naturel de charbon (GNC), est du gaz que l'on trouve dans les filons de charbon, soit dans l'espace interstitiel à fracture ouverte du charbon, soit dans la matrice du charbon. La majorité du gaz est absorbée dans la matrice du charbon et, afin que ce gaz soit désorbé, la pression doit être réduite. Aux États-Unis, on

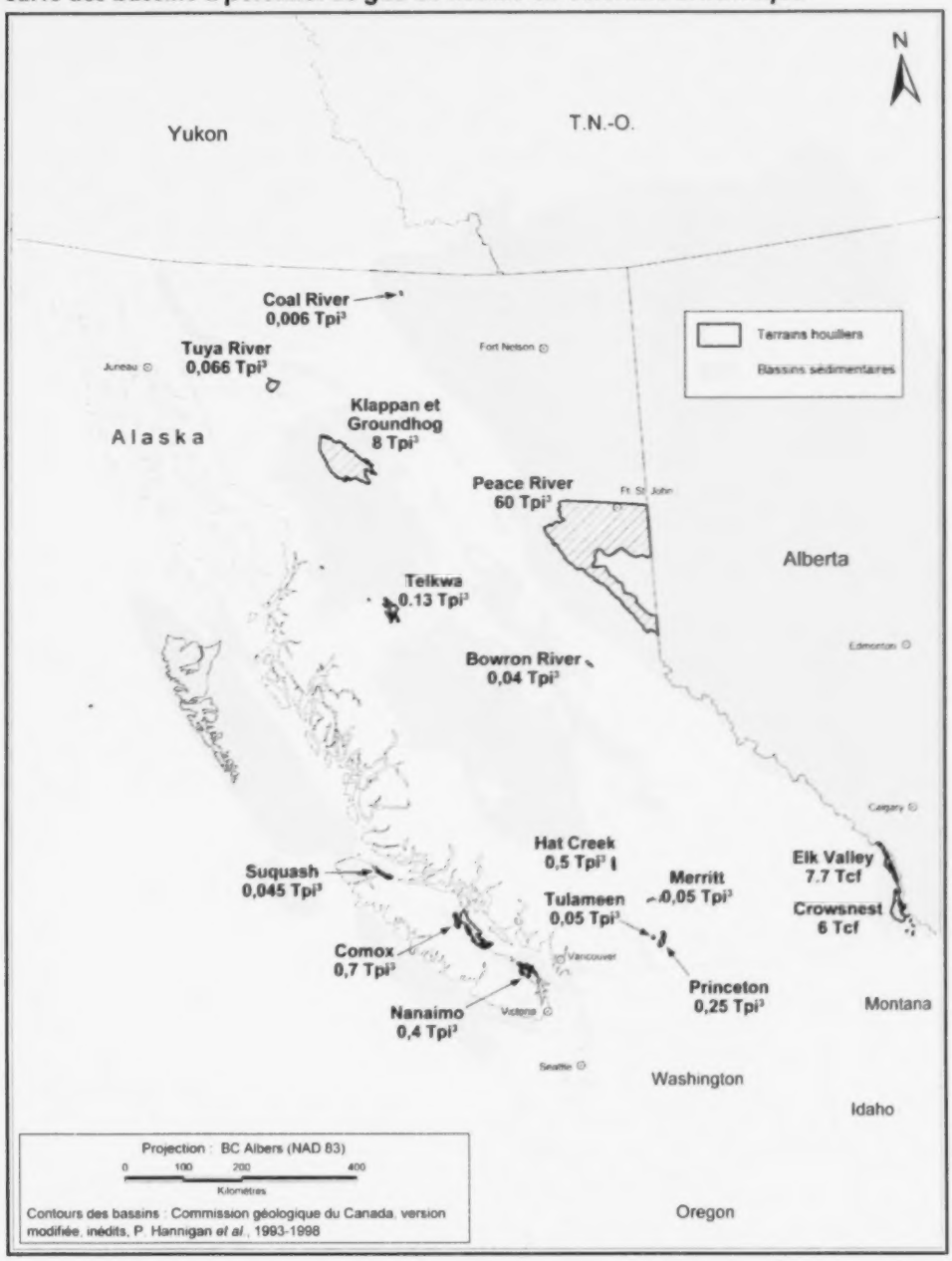
TABLEAU A1.1

Estimations du gaz en place d'origine non classique en Colombie-Britannique

Type de gaz non classique	Bassin	Estimation de GEP	
		Gm^3	Tpi^3
Gaz de houille	Crowsnest	169	6 000
	Elk Valley	216,9	7 700
	Princeton	7	250
	Tulameen	1,4	50
	Merrit	1,4	50
	Hat Creek	14,1	500
	Nanaimo	11,3	400
	Comox	19,7	700
	Suquash	1,3	45
	Rivière Bowron	1,1	40
	Telkwa	3,7	130
	Klappen-Groundhog	225,4	8 000
	Rivière Tuya	1,9	66
	Rivière Coal	0,2	6
	Rivière de la Paix	1 690,4	60 000
Gaz de réservoir étanche	BSOC	8 500	300 000
Gaz de schiste	BSOC	7 082	250 000
Hydrates de gaz	Zone extracôtière de la C.-B.	3 200-24 000	113 000-847 000

FIGURE A1.1

Carte des bassins à potentiel de gaz de houille en Colombie-Britannique



a réduit la pression en produisant l'eau associée aux filons de charbon qui libère le gaz coproduit avec l'eau. Au fil du temps, la quantité d'eau produite diminue et la quantité de gaz augmente. Au Canada, le GH a été commercialement produit à partir de la formation crétacée peu profonde de Horseshoe Canyon et de la formation crétacée plus profonde de Mannville inférieur en Alberta. La formation Horseshoe Canyon contient du charbon sec, avec peu ou pas d'eau associée à la production de gaz. Les charbons de Mannville sont produits avec de l'eau saline, et cette eau est ensuite rejetée dans d'autres formations.

Dans le nord-est de la C.-B., les charbons de Mannville sont présents et ont été testés près de Tumbler Ridge et de Hudson's Hope. Ailleurs en C.-B., le charbon de Kootenay, du Crétacé inférieur à l'âge jurassique, est en cours d'évaluation dans la Elk Valley près de Sparwood. Dans la région de Princeton et sur l'île de Vancouver, des programmes d'évaluation du GH ont été mis en œuvre ou sont en cours de planification. Le MEMRP a publié des rapports sur le potentiel de GH dans la province. Ces rapports fournissent une information de base sur l'âge du charbon, son épaisseur et le contenu de gaz préliminaire, et ils fournissent des estimations du GEP. Les lecteurs peuvent consulter une liste de ces rapports sur le site Web du MEMRP[5]. La figure A1.1 indique les endroits où l'on trouve des dépôts de charbon dans la province et elle donne le GEP de chaque dépôt.

La quantité de GH qui pourrait être récupérée à l'avenir est encore inconnue en raison du stade précoce de l'évaluation. Dans ce rapport, les organismes n'ont pas attribué de volumes de gaz commercialisable au GH.

A1.2 Gaz de réservoir étanche

Le gaz de réservoir étanche représente la quantité principale de ce qui pourrait être défini comme du gaz non classique actuellement produit en C.-B. Des définitions canadiennes plus strictes du gaz de réservoir étanche sont en cours d'élaboration à la Canadian Society for Unconventional Gas. Les futurs rapports du MEMRP ou de l'ONÉ pourraient utiliser ces définitions.

Aux États-Unis, le gaz de réservoir étanche est défini, aux fins fiscales, comme étant le gaz produit à même les formations présentant une perméabilité inférieure à 0,1 millidarcy. En règle générale, ces formations nécessitent une fracture de la roche-magasin au moyen de grands volumes de liquides tels que l'azote sous de fortes pressions et l'injection de matières (agents de soutènement), généralement des grains de sable siliceux ou des perles de céramique, pour maintenir les fractures ouvertes une fois que les pressions induites sont relâchées. En outre, ces formations peuvent exiger le forage de puits horizontaux ou de puits verticaux multiples pour produire ces ressources gazières de façon efficace et économique.

On estime que 30 % du gaz classique du Canada correspondrait à la définition des États-Unis, et des études sont en cours afin de déterminer ce rapport avec plus d'exactitude. Les zones du nord-est de la C.-B. qui seront probablement considérées comme étant des formations à faible perméabilité à l'avenir sont les zones de la formation dévonienne Jean Marie, certaines zones Cadomin crétacées et certaines zones de sable crétacées dans la région de Deep Basin. Dans la présente étude, des zones productives, dont des exemples sont fournis, ont été incluses dans la catégorie du gaz classique. Cependant, les organismes croient que le GEP classique attribué à ces formations minimise les autres volumes qui pourraient être reconnus comme du gaz de réservoir étanche. Dans les autres bassins de la C.-B., il est trop tôt pour dire quels types de volumes pourraient être récupérés des formations à faible perméabilité.

A1.3 Gaz de schiste

Comme le nom l'indique, ces ressources gazières sont contenues dans des formations composées de schiste, un mélange à grain très fin de matière organique et inorganique. Le gaz de ces formations peut être présent dans les espaces interstitiels microscopiques ou adsorbés sur la matière organique fine de la matrice. Une réduction de la pression permet au gaz de désorber et de circuler vers le puits. En fait, ces schistes devraient être considérés comme couvrant un large éventail de types de roches, du schiste pur aux sables ou aux limons schisteux. Dans le passé, ces formations étaient considérées

5 www.em.gov.bc.ca/subwebs/coalbedgas/Regions/

comme une roche mère, c'est-à-dire la source des produits pétroliers qui migraient vers les formations sableuses et carbonatées classiques desquelles ils étaient produits. La qualité d'une roche mère dépend de la quantité de matière organique qu'elle contient et du degré auquel elle a été chauffée (par la profondeur et la pression) au fil du temps, pour convertir la matière organique en hydrocarbures.

Aux États-Unis, on a découvert que dans certaines conditions, ces formations pouvaient être des réservoirs produisant en général à des débits relativement faibles, mais à plus long terme que les réservoirs classiques. La quantité de fracturations naturelles dans la formation, et les quantités de matière organique et de matériau plus grossier qu'elle contient se combinent pour déterminer la qualité de la zone en tant que réservoir. Ces formations peuvent nécessiter plusieurs puits par section, l'utilisation de puits horizontaux et une fracturation hydraulique supplémentaire pour atteindre des débits économiques.

À l'heure actuelle, il n'y a aucun programme de production à grande échelle des horizons de schiste au Canada, bien qu'il y ait des puits occasionnels en Alberta qui produisent du gaz ou du pétrole de schistes très fracturés. Dans le nord-est de la C.-B., des réservoirs de schiste ont fait l'objet de certains essais, mais il n'y a aucune information publique à en tirer. En février 2005, le MEMRP a publié une étude des schistes de gaz du Dévonien du nord-est de la C.-B. (formations d'Exshaw, de Besa River, de Muskwa et de Ft. Simpson). Les autres centres d'intérêt sont les schistes crétacées (formations de Wilrich, de Moosebar et de Buckinghorse), les schistes du Jurassique (formations de Fernie et de Nordegg) et le Trias (formations de Pardonnet, de Doig Phosphates et de Montney).

A1.4 Hydrates de gaz

Les hydrates de gaz consistent en des molécules de méthane coincées dans une sorte de cage de glace. Au Canada, on a trouvé des hydrates dans les régions marines telles que la glace au-dessus et au-dessous du plancher océanique ou dans des conditions de pergélisol au nord. La portion extracôtière de la C.-B. renferme des hydrates de gaz de type B, ceux qui présentent des saturations moindres, qui peuvent être continus, qui occupent les espaces interstitiels du sédiment ou de la roche et qui contiennent communément des hydrocarbures biosynthétiques. Des exemples de ces hydrates ont été récupérés du Bassin de Tofino. Les estimations de GEP sont massives, mais il reste à élaborer les technologies pour récupérer les hydrates de gaz sur le plan commercial. En raison des incertitudes associées aux hydrates de gaz, aucune estimation de gaz commercialisable n'est incluse.

A1.5 Sud-est de la Colombie-Britannique

A1.5.1 Évaluation des ressources

Le sud-est de la C.-B. a à son actif une longue histoire d'exploration pétrolière, puisque le forage des premiers puits remonte au début des années 1900. Bien que les efforts commerciaux n'aient pas été fructueux, l'exploration ultérieure qui a été effectuée dans les années 1980 a permis de découvrir d'abondantes accumulations de gaz naturel riche en dioxyde de carbone à l'intérieur des roches faillées de chevauchement des montagnes Rocheuses. Toutefois, cette région demeure relativement inexplorée. Depuis 1950, seulement 20 puits ont été forés dans cette région, qui couvre plus de 6 000 km^2 et offre encore un important potentiel.

Le MEMRP a effectué deux études géologiques dans les régions de Fernie et de Flathead et elles sont présentées sur son site Web. Ces études font entrevoir de grandes tendances d'exploration et le potentiel des ressources pétrolières de la région (voir le tableau A1.2).

TABLEAU A1.2

Estimations du pétrole et du gaz en place pour les bassins intérieurs et le sud-est de la Colombie-Britannique

Bassin	Zone	Gaz		Pétrole	
		Gm^3	Gpi^3	Mm^3	Millions de barils
Nechako	Tertiaire structurel	14,2	500	21,7	136
	Crétacé supérieur structurel	0,6	23	2,0	13
	Skeena structurel	247,0	9	774,0	4 870,6
Quesnel	Tertiaire structurel	8,4	296	12,1	76
Sillon des Rocheuses	Sifton structurel	0,1	5	0,0	0
Tyaughton-Methow	Skeena structurel (portion de la C.-B.)	0,0	1	0,0	1
Bowser	Skeena structurel	71,9	2 540	201,0	1 264
	Bowser Lake	57,8	2 000	0,0	0
Sustut	Crétacé supérieur	52,7	1 860	184,0	1 158
Dépression de Whitehorse	Takwahoni (portion de la C.-B.)	21,8	770	0,0	0
	Inklin structurel (portion de la C.-B.)	15,7	557	0,0	0
	Stuhini/Lewis River (portion de la C.-B.)	15,3	540	0,0	0
Southeast B.C.	Waterton Colorado	0,6	21	0,0	0
	Kishenehn	1,5	53	10,3	65
	Waterton paléozoïque	5,8	205	0,0	0
	MacDonald paléozoïque	0,4	14	0,0	0
	Waterton Mannville	0,9	32	3,5	22
	Fernie/Elk Valley mésozoïque	0,2	7	0,0	0
	Fernie/Elk Valley paléozoïque	2,0	71	0,0	0
	Sillon des Rocheuses	0,2	7	0,0	0

Les meilleures cibles potentielles pour des découvertes importantes en gaz naturel riche en méthane se trouvent à l'intérieur des couches inférieures à la faille de chevauchement de Lewis, dans le sud-est de la C.-B. (zone du Paléozoïque de Waterton). La CGC estime qu'une ressource ultime de 27 Tpi^3 est en place à l'intérieur du sud de la Colombie-Britannique, du sud-ouest de l'Alberta et du nord-ouest du Montana. De ce chiffre, plus de 8 Tpi^3 se trouvent principalement dans les régions limitrophes du sud-ouest de l'Alberta. Bien que le type de zone du sud-est de la C.-B. puisse renfermer des accumulations de gaz importantes, on s'attend à une composante dioxyde de carbone significative.

Une autre zone qui présente un important potentiel de ressources pétrolières et gazières se trouve à l'intérieur du bassin tertiaire de Kishenehn au sud-est de Fernie. Huit puits, dont certains renferment des indices d'hydrocarbures, ont été forés dans le bassin de Kishenehn. Cinq d'entre eux datent d'avant les années 1950 et aucun n'a testé les parties plus épaisses du bassin.

A1.6 Bassins intérieurs

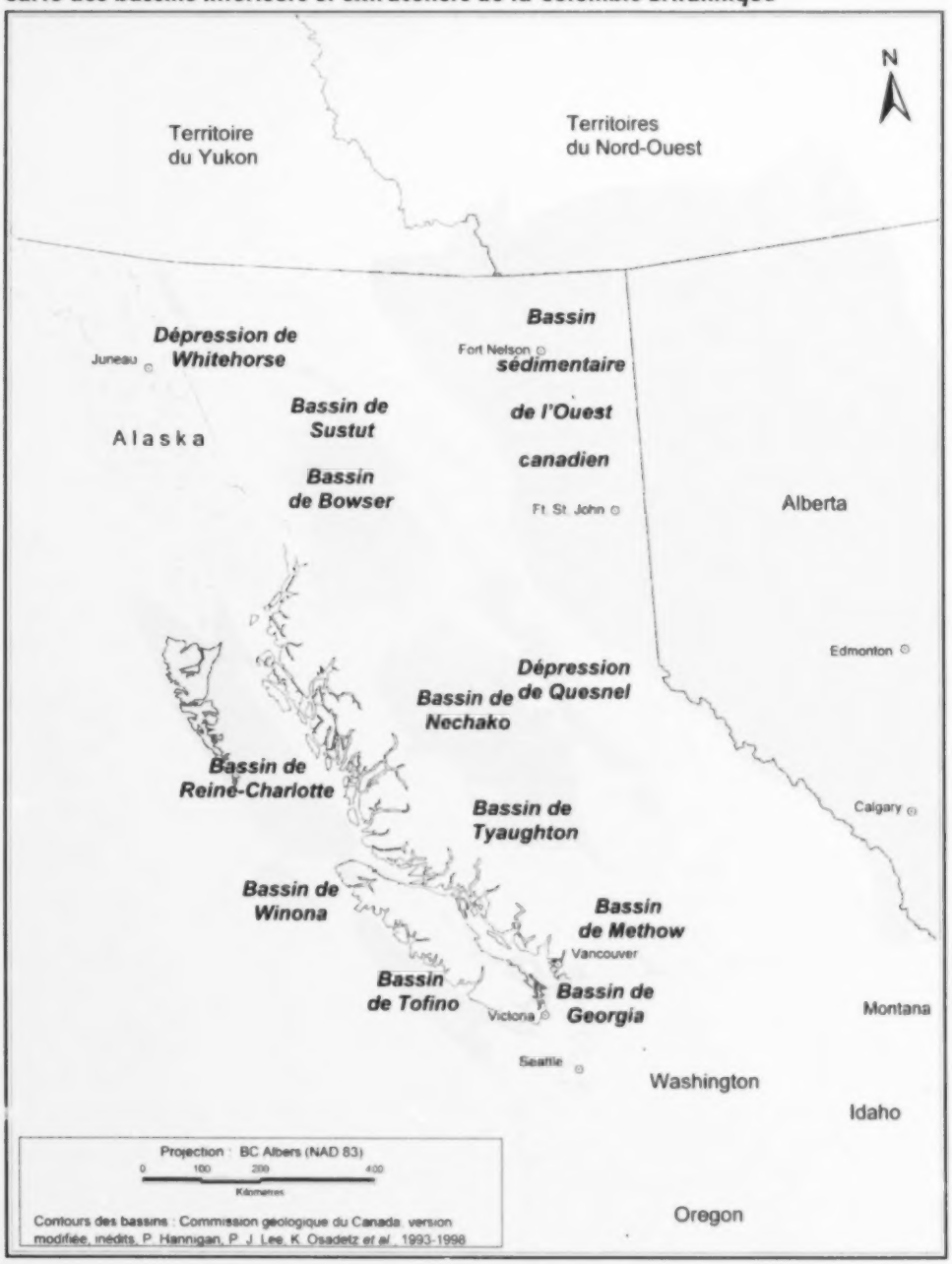
A1.6.1 *Cadre géologique*

Les bassins intérieurs de la C.-B. font partie des bassins de la ceinture Intermontane de la Cordillère.

Dans le présent rapport, les bassins intérieurs, qui ont été considérés dans le passé comme recelant des possibilités en hydrocarbures, ont été subdivisés en sept catégories : 1) Bassin de Nechako; 2) Dépression de Quesnel; 3) Sillon des Rocheuses; 4) Bassin de Tyaughton-Methow; 5) Bassin de Bowser; 6) Bassin de Sustut; 7) Dépression de Whitehorse (voir la figure A1.2).

FIGURE A1.2

Carte des bassins intérieurs et extracôtiers de la Colombie-Britannique



A1.6.2 *Évaluation des ressources*

La CGC et le MEMRP ont produit une série de rapports[6] qui présentent les détails de la formation géologique de ces bassins, ainsi que les évaluations probabilistes des ressources pour les divers bassins intérieurs en fonction des paramètres et des facteurs de risque géologiques. Les paramètres et les facteurs de risque qui étaient intégrés aux modèles étaient fondés sur la base de connaissances acquises jusque-là; des hypothèses ont été formulées lorsque l'information faisait défaut. Depuis la rédaction de ces rapports, de nouveaux renseignements géologiques ont été ou sont actuellement recueillis par le MEMRP ou la CGC dans certaines régions (dépression de Whitehorse, bassins de Bowser et de Sustut, région de Nechako). Ils seront intégrés dans les évaluations révisées des ressources qui devraient refléter avec plus d'exactitude les possibilités en hydrocarbures de ces bassins.

Seul un nombre limité de forages a été réalisé dans ces bassins à ce jour. Cependant, un vaste travail de terrain a été récemment effectué. Ce travail a permis de repérer plusieurs types de zones, l'interférence d'éventuelles roches mères, des roches-magasins et des mécanismes de piégeage géologique qui pourraient être présent dans la subsurface. Les organismes continueront à surveiller ces bassins et rendront compte de tout fait nouveau en fonction des besoins.

Le tableau A1.2 résume les estimations moyennes totales des ressources gazières et pétrolières en place pour chaque type de zone dans les bassins intérieurs de la C.-B. Les zones tertiaires ont été séparées, bien qu'elles fussent attribuées à l'origine aux divers bassins. Bien que plusieurs types de zones, telles que le groupe de Relay Mountain du bassin de Tyaughton-Methow et la formation d'Ashcroft de la dépression de Quesnel, puissent contenir, d'un point de vue conceptuel, des hydrocarbures, elles ont été jugées trop risquées, et aucune estimation n'a été faite. Le lecteur pourra se reporter à ces publications pour obtenir une description détaillée des paramètres et des facteurs de risque des zones. Dans l'ensemble, l'ONÉ attribue actuellement 230 Gm^3 (8 Tpi^3) de ressources gazières commercialisables à ces bassins.

A1.7 Bassins extracôtiers

A1.7.1 *Cadre géologique*[7]

Dans ce rapport, les bassins extracôtiers qui ont historiquement été considérés comme contenant des possibilités en hydrocarbures ont été subdivisés en trois régions : 1) Bassins de Reine-Charlotte et d'Hécate; 2) Bassin de Georgia; 3) Bassins de Tofino et de Winona. L'exploration pétrolière s'est déroulée jusqu'en 1972 quand le gouvernement fédéral a imposé un moratoire en réponse aux préoccupations environnementales. À compter de la fin des années 1990, les autorités provinciales et fédérales ont engagé des études de la technologie et de l'environnement afin de déterminer si la zone extracôtière pouvait être rouverte, à l'avenir, à l'exploration pétrolière. Aucune décision n'a été prise jusqu'ici. Les estimations de gaz en place sont déclarées pour chacun des bassins extracôtiers, en fonction du travail réalisé par la CGC. Le tableau A1-3 montre les estimations de gaz en place pour les bassins extracôtiers. Dans l'ensemble, l'ONÉ attribue actuellement 255 Gm^3 (9 Tpi^3) de ressources gazières commercialisables à ces bassins.

6 Le potentiel de ressources pétrolières et gazières de la région de Nechako-Chilcotin en Colombie-Britannique, le potentiel de ressources pétrolières et gazières de la région de Bowser-Whitehorse en Colombie-Britannique et le potentiel d'exploration pétrolière du bassin de Nechako.

7 *Petroleum Resource Potential of Sedimentary Basins On The Pacific Margin of Canada*, 1998

TABLEAU A1.3

Estimations du pétrole et du gaz en place pour les bassins extracôtiers de la Colombie-Britannique

Bassin	Zone	Gaz		Pétrole	
		Gm^3	Gpi^3	Mm^3	Millions de barils
Reine-Charlotte/Hécate	Pliocène	321,8	11 706	398,0	2 503
	Miocène	285,7	10 141	574,0	3 610
	Crétacé	75,4	2 676	392,0	2 465
Georgia	Pleistocène	0,2	7	0,0	0
	Tertiaire	59,3	2 105	0,0	0
	Crétacé	118,5	4 206	0,0	0
Tofino/Winona	Tertiaire	266,0	9 441	0,0	0

A1.7.2 *Bassins de Reine-Charlotte et d'Hécate*

Ces bassins ont été pénétrés par neuf puits côtiers forés à partir des îles de la Reine-Charlotte et huit puits extracôtiers avant 1972, le premier puits ayant été foré en 1913. En outre, il y a plusieurs milliers de kilomètres de prospection sismique marine et de levés gravimétriques sur les bassins. On a observé de nombreux suintements de gaz et de pétrole sur les îles de la Reine-Charlotte, et les puits ont relevé d'importantes traces de pétrole et de gaz. Le forage jusqu'en 1972 n'a permis de trouver aucun volume commercialisable d'hydrocarbures.

A1.7.3 *Bassin de Georgia*

Le bassin de Georgia est sous-jacent au détroit de Georgia, et à des parties de l'île de Vancouver, au delta du fleuve Fraser et à une partie du nord-ouest de l'État de Washington, et il consiste en une série de quatre sous-bassins. Le bassin de Georgia a été pénétré par 125 puits forés à terre, en grande partie dans l'État de Washington, le premier puits ayant été foré en 1901. Aucun puits extracôtier n'a été foré. Des levés aéromagnétiques, ainsi que des prospections à terre et des prospections sismiques marines ont été réalisés. On a relevé une production de gaz issue des sédiments glaciaires dans l'État de Washington, et d'autres puits ont relevé des traces de gaz. Des couches de houille étaient la roche mère originale pour la plupart des traces de gaz, mais, à tout le moins, du gaz thermogénique a aussi été signalé.

A1.7.4 *Bassins de Tofino et de Winona*

Le bassin de Tofino se situe au large de la côte ouest de l'île de Vancouver. De nombreux levés aéromagnétiques et sismiques, réalisés des années 1960 aux années 1980, sont disponibles aux fins de recherche. Quatre puits côtiers et six puits extracôtiers ont été forés en vain. Des suintements de gaz côtier ont été relevés, de même que des traces de gaz thermogénique enregistrées dans au moins deux puits. Des hydrates de gaz ont été récupérés dans le plancher océanique de cette région, les derniers essais ayant été réalisés dans le cadre du programme intégré de sondage des fonds marins exécuté en 2005.

MÉTHODOLOGIES EMPLOYÉES POUR LE NORD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

Cette annexe étudie comment les méthodologies sont appliquées à chacune des zones et renvoie à l'Atlas des zones s'y rattachant qui doit être publié par le MEMRP d'ici la fin de mars 2006.

TABLEAU A2.1

Méthodologie employée pour évaluer les zones géologiques dans le cadre de l'évaluation du gaz classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Âge géologique	Zone	Méthodologie employée	Raison(s)
Tertiaire	Till	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Belly River-Deep Basin	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Chinook-Deep Basin	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Cardium-Deep Basin	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Cardium-Aquifère régional	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Doe Creek-Deep Basin	Affectation	Données de réserve insuffisantes en C.-B., découvertes faites
Crétacé supérieur	Dunvegan-Deep Basin	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Dunvegan-Fort St. John	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé supérieur	Bassin de Dunvegan-Liard	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Crétacé supérieur	Sikanni-Liard	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Crétacé supérieur	Sikanni-Fort St. John	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques
Crétacé inférieur	Scatter-Liard	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz

TABLEAU A2.1 (SUITE)

Méthodologie employée pour évaluer les zones géologiques dans le cadre de l'évaluation du gaz classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Âge géologique	Zone	Méthodologie employée	Raison(s)
Crétacé inférieur	Paddy-Deep Basin	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Paddy-Barrière nord	Affectation	Données de réserve insuffisantes en C.-B., découvertes faites
Crétacé inférieur	Paddy-Deep Basin du Nord-Est	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Crétacé inférieur	Cadotte-Deep Basin du Sud	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Cadotte-Aquifère régional	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Cadotte-Sud des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Spirit River-Deep Basin/Sud des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Spirit River-Avant-plage nord	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Bluesky-Deep Basin	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Bluesky-Avant-plage de la rivière de la Paix	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Bluesky-Vallée Altares-Aitken	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Bluesky-Avant-plage de la Keg River	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Gething-Plaine fluviale-alluviale	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Gething-Remblayage de la vallée isolée du Nord	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Crétacé inférieur	Cadomin-Deep Basin	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle
Crétacé inférieur	Cadomin-Vallée de Spirit River	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Chinkeh-Liard	Affectation	Données de réserve insuffisantes en C.-B., découvertes faites
Crétacé inférieur	Nikanassin-Sud des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Crétacé inférieur	Nikanassin-Nord des piémonts	Affectation	Affectation faite après consultation industrielle, proportionnelle au sud des piémonts
Crétacé inférieur	Nikanassin-Deep Basin	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Crétacé inférieur	Nikanassin-Buick Creek	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Pardonnet Baldonnel-Sud des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Pardonnet Baldonnel-Nord des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Pardonnet Baldonnel-Deep Basin	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Trias	Pardonnet Baldonnel-Fort St. John 1	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Pardonnet Baldonnel Fort St. John 2	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Charlie Lake - partie supérieure-Nord des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Charlie Lake - partie inférieure-Nord des piémonts	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle
Trias	Charlie Lake - partie inférieure-Sud des piémonts	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle

TABLEAU A2.1 (SUITE)

Méthodologie employée pour évaluer les zones géologiques dans le cadre de l'évaluation du gaz classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Âge géologique	Zone	Méthodologie employée	Raison(s)
Trias	Charlie Lake (parties supérieure et inférieure) Fort St. John/Deep Basin	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Halfway-Nord des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Halfway-Sud des piémonts	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle
Trias	Halfway-Fort St. John 1	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Halfway-Fort St. John 2	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Doig/Lower Halfway-Fort St. John/Deep Basin	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Montney-Subaffleurement	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Montney-Avant-plage distale/ Turbities	Modèle @Risk	Données suffisantes
Trias	Montney-piémonts	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Trias	Montney-Liard	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Permo-Penn	Belloy-Nord des piémonts	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle
Permo-Penn	Belloy-Fort St. John	Modèle @Risk	Données suffisantes
Permo-Penn	Belloy/Debolt-Sud des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Permo-Penn	Belloy-Deep Basin	Conceptuelle	Affectation basée sur une consultation industrielle
Permo-Penn	Belloy-Liard	Conceptuelle	Affectation basée sur une consultation industrielle
Mississippian	Kiskatinaw-Fort St. John	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Mattson-Liard	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Debolt-Subaffleurement crétacé	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Debolt-Plate-forme régionale	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Debolt-Nord des piémonts	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Shunda/Pekisko/Banff-Subaffleurement crétacé	Modèle @Risk	Données suffisantes
Mississippian	Shunda/Pekisko/Banff-Plate-forme régionale	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Mississippian	Shunda/Pekisko/Banff-Marge de la rampe distale	Affectation	Données insuffisantes en C.-B., en fonction des connaissances géologiques et des résultats de l'Alberta
Dévonien	Wabamun-Fort St. John/Deep Basin	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Wabamun-Plate-forme du Nord	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Wabamun-Sud des piémonts	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Kakisa-Plate-forme	Modèle @Risk	Données suffisantes, zone restreinte aux découvertes proches

TABLEAU A2.1 (SUITE)

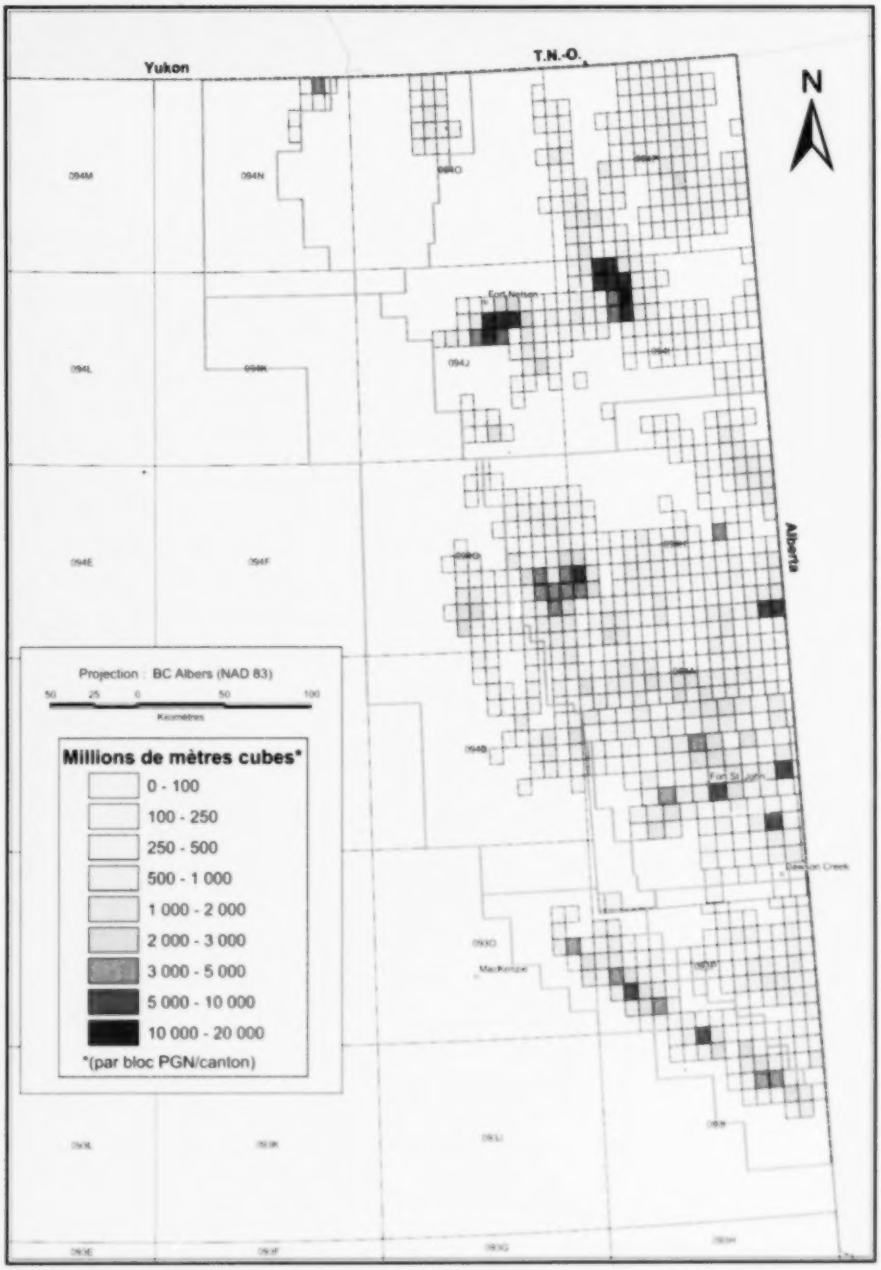
Méthodologie employée pour évaluer les zones géologiques dans le cadre de l'évaluation du gaz classique du nord-est de la Colombie-Britannique

Âge géologique	Zone	Méthodologie employée	Raison(s)
Dévonien	Jean Marie-Plate-forme	Affectation	Grand changement dans les données de réserve de 2004 par rapport à 2003, GEP utilisé très grand, mais facteur de récupération réduit
Dévonien	Jean Marie-Bordure du banc	Affectation	Affectation basée sur une consultation industrielle
Dévonien	Jean Marie-Sud	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Arche de la rivière de la Paix-Leduc	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Slave Point-Marge récifale	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Slave Point-Ladyfern	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Slave Point-Plate-forme	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Slave Point-Nord des piémonts	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Keg River-Marge récifale	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Keg River-Plate-forme inférieure	Modèle @Risk	Données suffisantes
Dévonien	Keg River-Transition vers les évaporites de Muskeg	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Keg River-Nord des piémonts	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Chinchaga/Nahanni-Bordure du banc	Affectation	Données de réserve insuffisantes en C.-B., découvertes faites
Dévonien	Chinchaga/Nahanni-plate-forme carbonatée	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz
Dévonien	Granite Wash-Arche de la rivière de la Paix	Conceptuelle	Présent dans la zone, mais non prouvé par le forage de puits de pétrole ou de gaz

CARTES DE RÉPARTITION DES RESSOURCES DANS LE NORD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

FIGURE A3.1

Ressources en gaz naturel classique découvertes



CARTES DE RÉPARTITION DES RESSOURCES DANS LE NORD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE

FIGURE A3.1

Ressources en gaz naturel classique découvertes

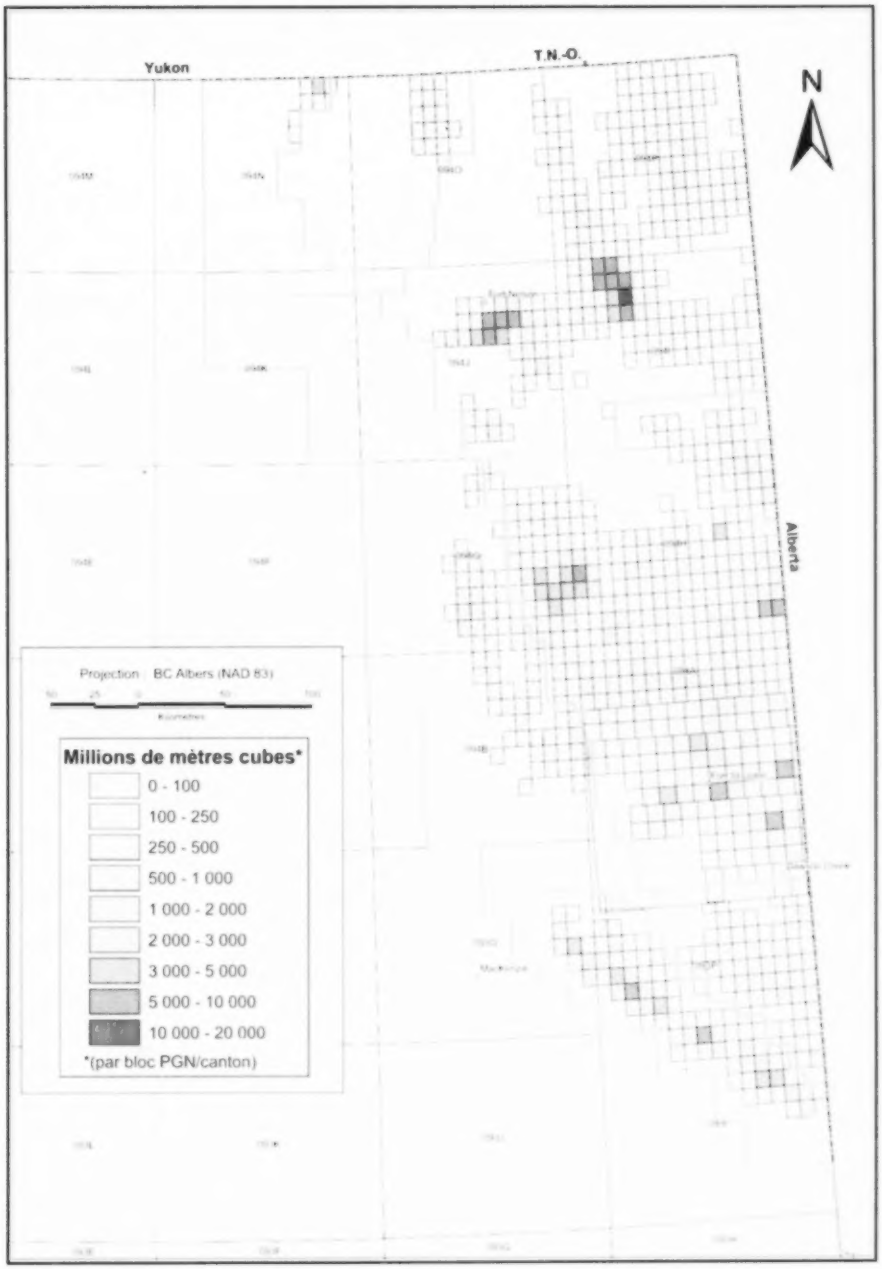


FIGURE A3.2

Ressources en gaz naturel classique non découvertes

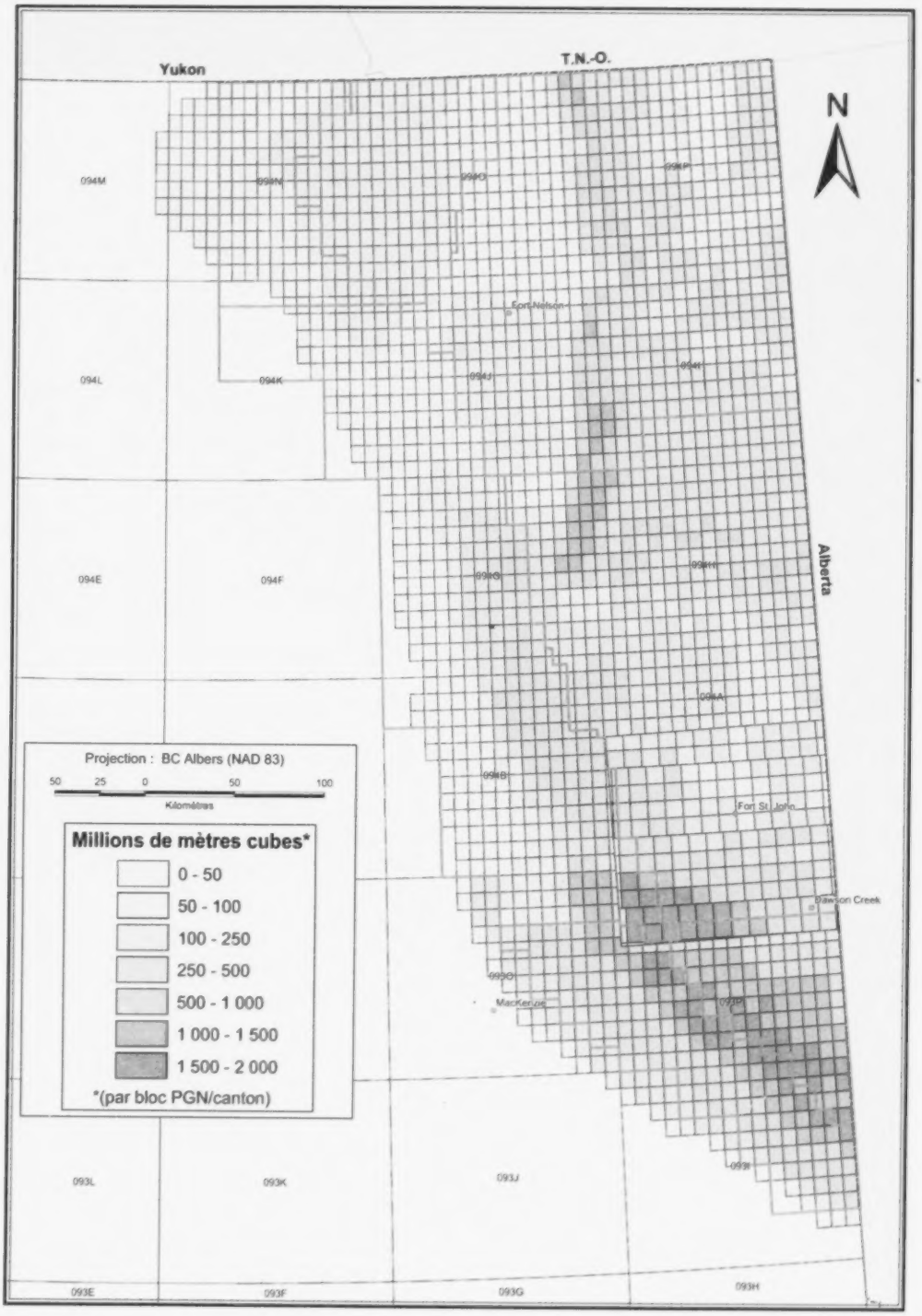
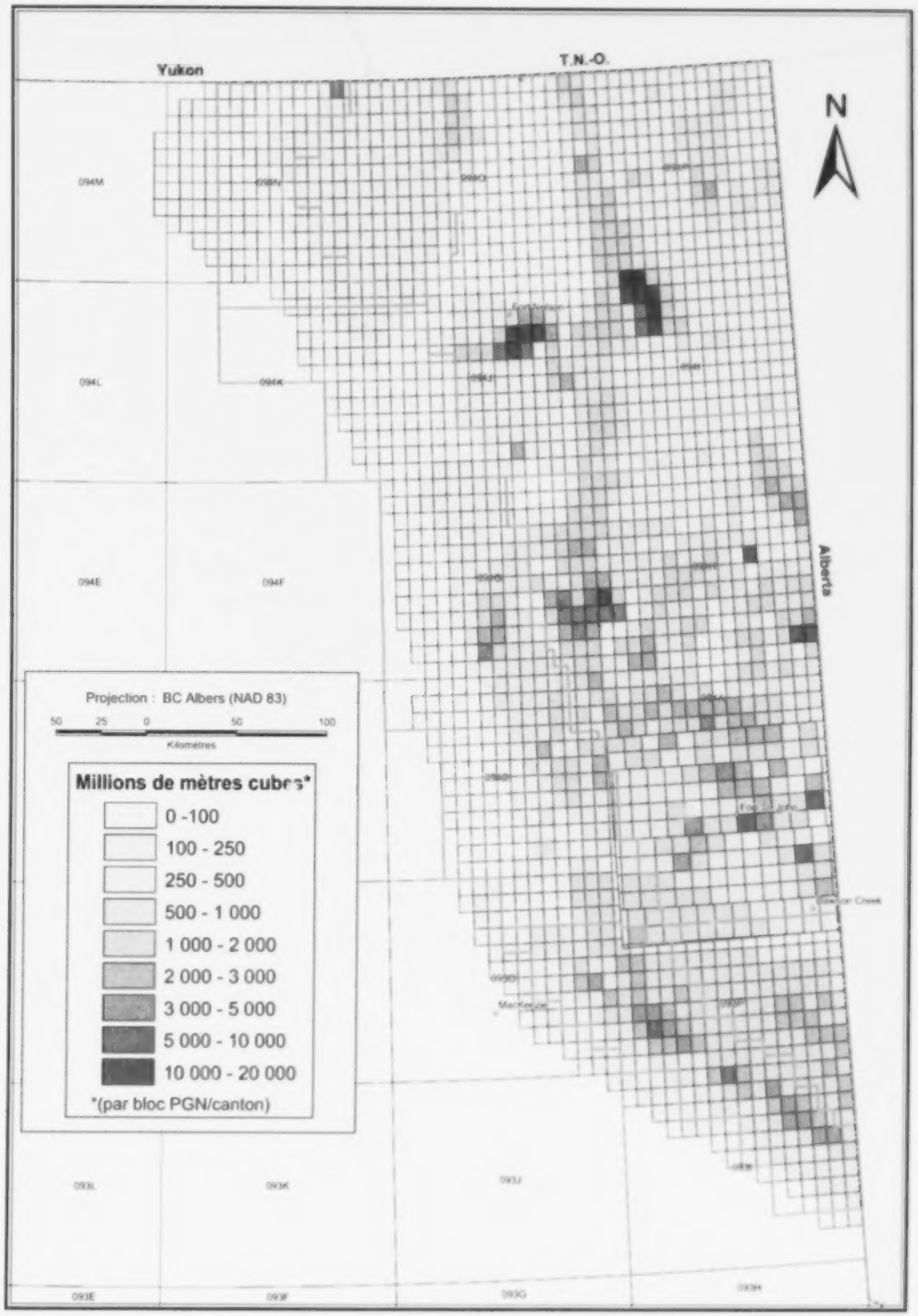
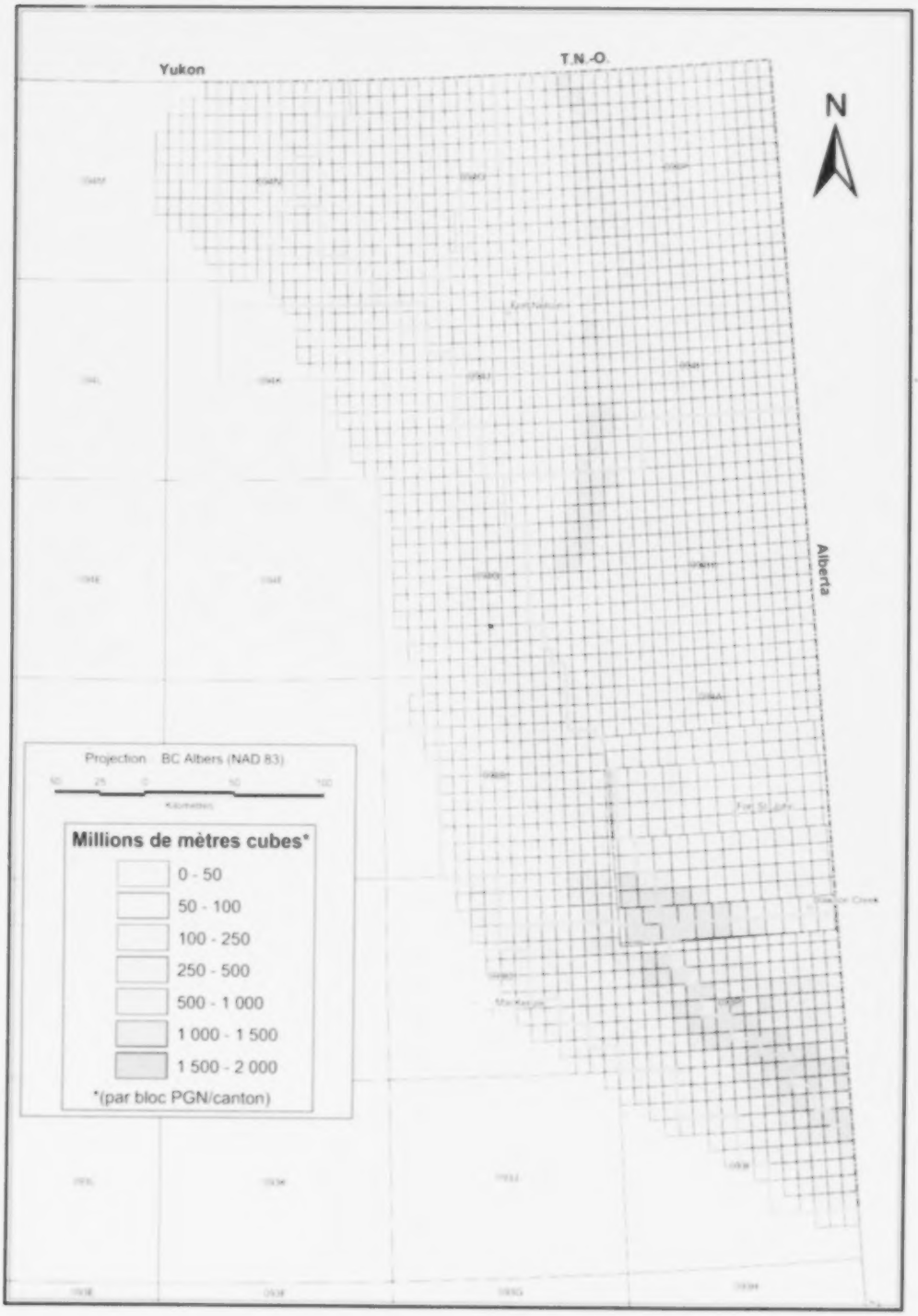


FIGURE A3.3

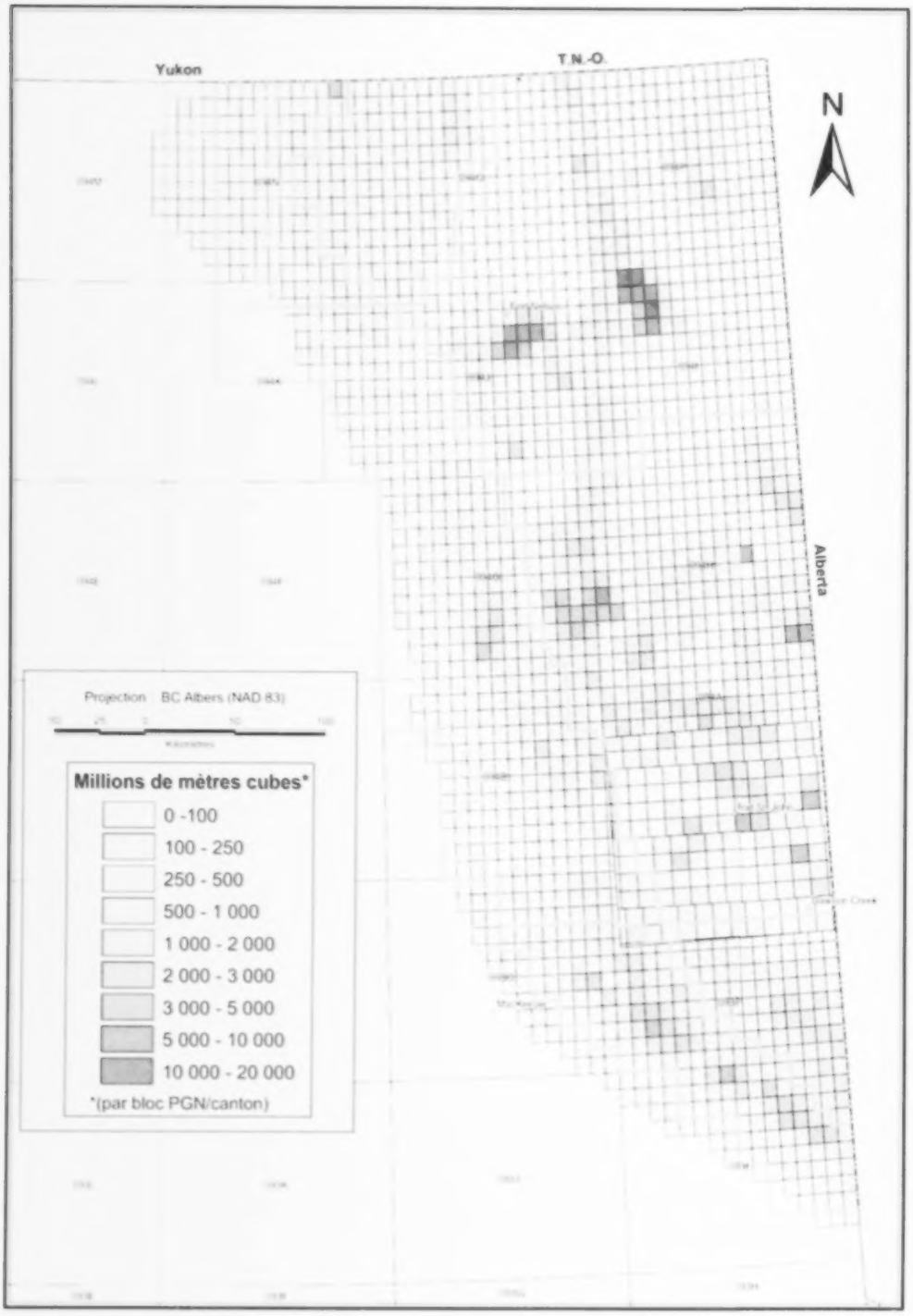
Potentiel ultime de gaz naturel classique



Ressources en gaz naturel classique non découvertes



Potentiel ultime de gaz naturel classique



Potentiel ultime restant de gaz naturel classique

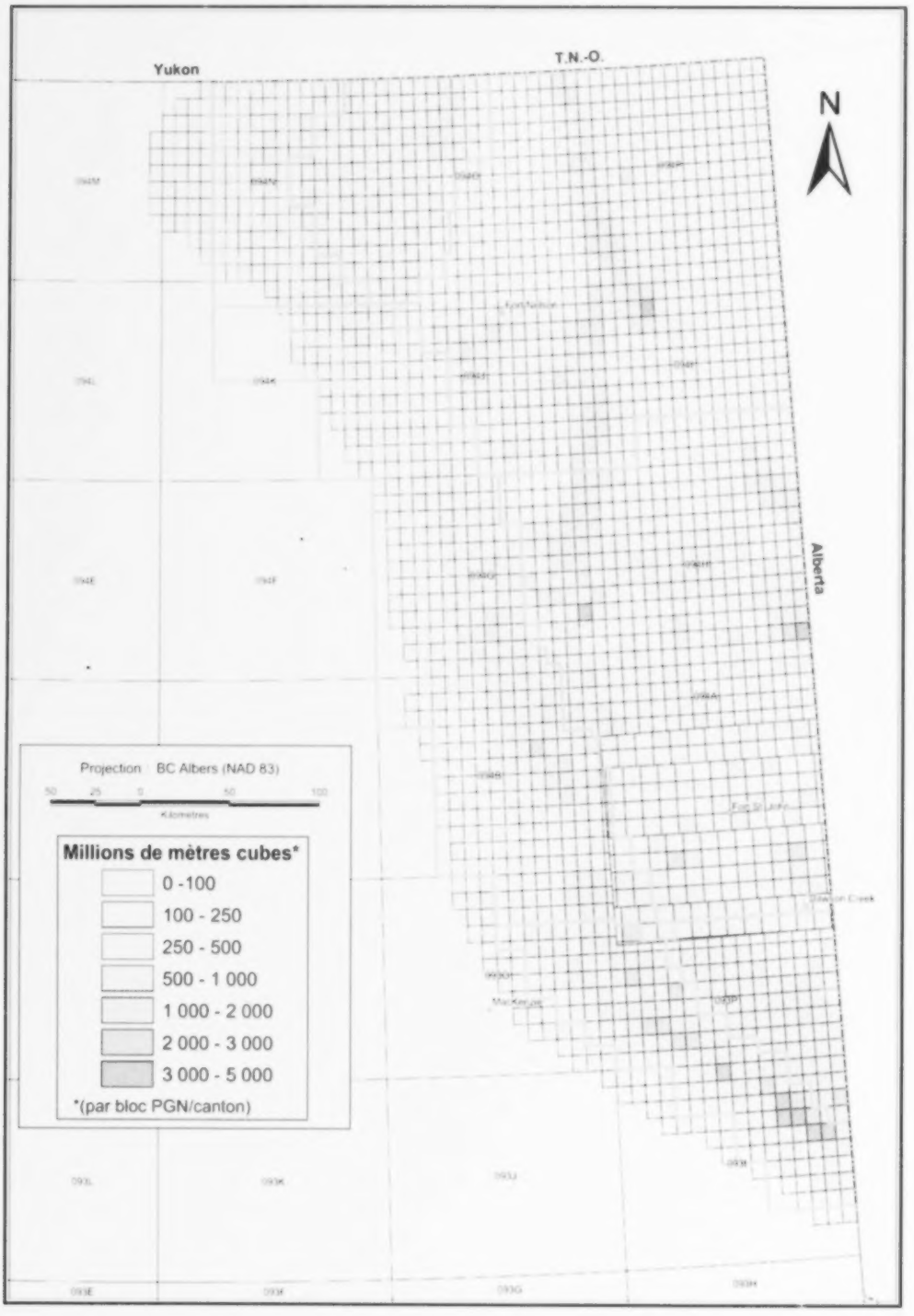
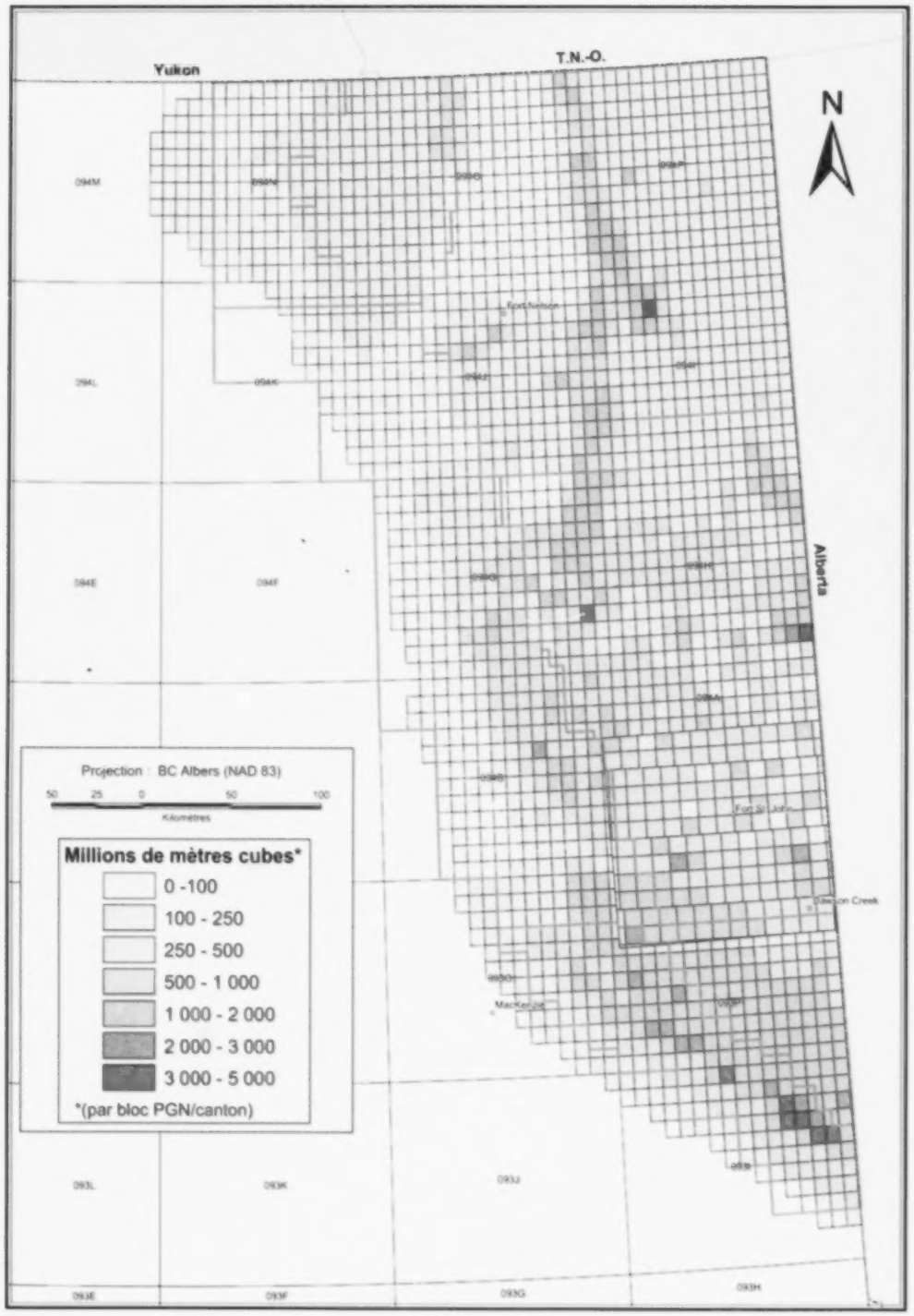


FIGURE A3.4

Potentiel ultime restant de gaz naturel classique